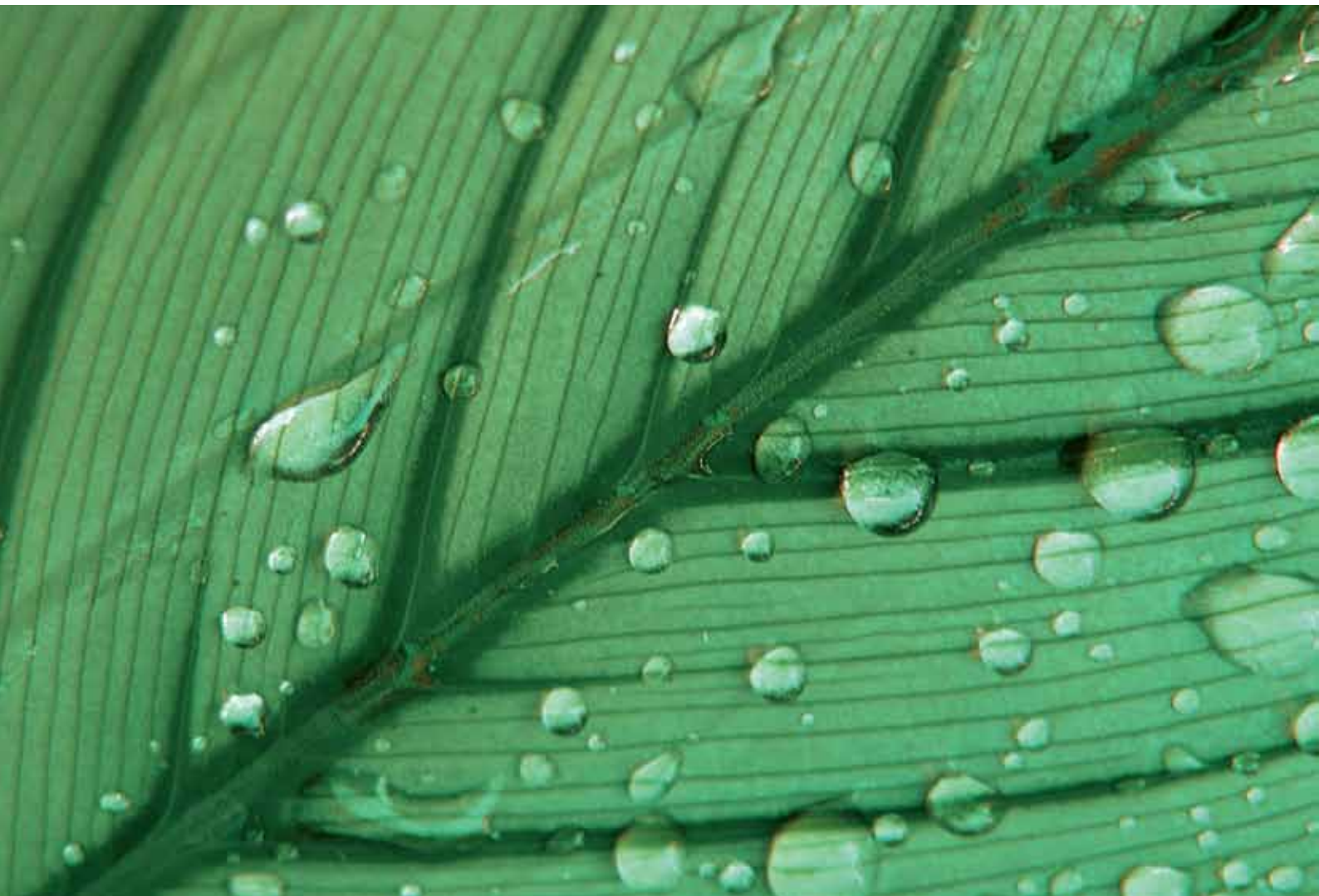


energías renovables

¿POR QUÉ DEBERÍA SER PRIORITARIO
CUMPLIR EL OBJETIVO DEL 8% AL 2016?





energías renovables

¿POR QUÉ DEBERÍA SER PRIORITARIO CUMPLIR EL OBJETIVO DEL 8% AL 2016?

En 2010, se conformó un grupo de instituciones de distintos sectores y miradas complementarias, con el propósito de aportar al debate sobre la diversificación de la matriz energética y la promoción de las energías renovables, principalmente en el ámbito del poder legislativo. Desde entonces, este grupo crea herramientas y genera insumos técnicos de calidad para facilitar la articulación con diputados, senadores y representantes del poder ejecutivo. Y así, busca nutrir proyectos de ley e instalar y consolidar estas temáticas en la agenda del Congreso de la Nación. El presente documento es fruto de este espacio de trabajo y apunta a consolidar el diálogo con los tomadores de decisión.

El grupo está compuesto por las siguientes instituciones:

Actores del sector público:

- Convenio Asociativo Público Privado IRESUD
- Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI)

Actores de la sociedad civil:

- Foro de Vivienda, Sustentabilidad y Energías (FOVISEE)
- Fundación AVINA
- Fundación Cambio Democrático (FCD)
- Fundación Directorio Legislativo (FDL)
- Fundación Vida Silvestre (FVS)

Actores del sector privado:

- Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE)
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)

Asesor Técnico y Redacción: Juan Carlos Villalonga

El informe es resultado del trabajo articulado entre las organizaciones que desde el año 2010, conforman el Grupo de Energías Renovables:



Villalonga, Juan Carlos

Energías renovables : ¿por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016? . - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación AVINA Argentina, 2013.

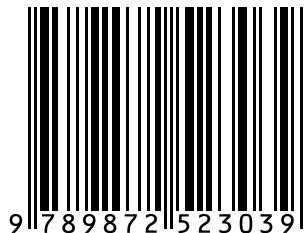
76 p. ; 21x29 cm.

ISBN 978-987-25230-3-9

1. Energías Renovables. I. Título

CDD 333.7

ISBN 978-987-25230-3-9



Fecha de catalogación: 27/11/2013



Proyecto cofinanciado
por la UE

“Esta publicación ha sido realizada en el marco del proyecto ‘Fortalecimiento de Actores No Estatales en su capacidad de incidencia colaborativa en políticas públicas medio-ambientales orientadas al desarrollo sustentable de Argentina’ desarrollado por Fundación Cambio Democrático y Fundación Directorio Legislativo y Fundación AVINA Argentina y cofinanciado por la Unión Europea. En ningún caso debe considerarse que sus contenidos reflejan los puntos de vista de la Unión Europea.”

LA ENERGÍA ESTÁ
TENIENDO HOY UN
PROTAGONISMO
NOTABLE EN EL
DEBATE ECONÓMICO
NACIONAL.

BUSCAMOS QUE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES
TENGAN SU MERECIDO
LUGAR EN ESA
DISCUSIÓN.

de índice contenidos

6	Resumen Ejecutivo
14	La Oferta Energética Nacional
14	Composición de la Matriz Energética
14	Declinación de la producción de hidrocarburos y su impacto económico
18	La promesa de los “no convencionales”
20	Impacto de las emisiones de CO ₂ del sector energético
22	¿Qué pasará con la generación de electricidad?
24	Escenario de crecimiento del sector eléctrico al 2030
27	Escenarios Energéticos Argentina 2030
30	La importancia de la Eficiencia Energética
32	Generación renovable del lado de la demanda
34	Energías Renovables en el Sistema Eléctrico argentino
34	Expectativas en el desarrollo eólico y Ley 25.019
37	Ley 26.190
40	GENREN
42	Resultados obtenidos con el GENREN hasta hoy
44	Otros desarrollos recientes
47	Resolución “108”
48	Costos Renovables vs Combustibles Importados
48	¿Cuánto nos cuesta el kWh renovable?
51	El alto costo de generar en base a combustibles importados
52	Factibilidad de cumplimiento del 8%
55	Más allá del 2016

57	Desarrollo eólico al 2020 - Cerrando el drenaje de divisas
60	Barreras
60	Barreras
60	Falta de confianza en la voluntad del Estado en cumplir con el 8%
60	No se constituyó el Fondo Fiduciario
60	Remuneración Adicional no Actualizada
61	Remuneración Adicional no fija
61	Ausencia de Financiamiento
62	Desafíos
62	Poner en marcha el 100% de la Ley
62	Relanzar la meta del 8% como objetivo de Desarrollo Nacional
63	Generar un esquema para mejorar la credibilidad de los contratos de compra energía.
63	Meta 2020: 20% de renovables
63	Renovables del lado de la demanda
64	Conclusiones
65	Anexo 1 - La urgente transición hacia las renovables
66	La emergencia climática
68	La dinámica renovable
70	Anexo 2 - Beneficios en la integración de las renovables
70	Ambiente
71	Empleos e Inversiones

resumen ejecutivo

La matriz energética nacional posee una alta dependencia en los combustibles fósiles, básicamente petróleo y gas, llegando al 87% de la oferta energética total. Es un valor muy elevado que representa un gran desafío para los próximos años, ya que deberemos hacer frente a un cambio de fuentes energéticas frente al declive pronunciado de las actuales reservas fósiles y a la necesidad de reducir, durante las próximas décadas, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Hoy nuestro país atraviesa un período crítico al haber perdido autonomía en materia de combustibles fósiles ya que desde el año 2010 las importaciones de esos combustibles superan a las exportaciones. En el último año se importaron unos 9.200 millones de dólares en energía, se estima que este año las importaciones de combustibles podrían alcanzar los 13.000 millones de dólares y todo indica que esa cifra será creciente durante la presente década.

La energía está teniendo hoy un protagonismo notable en el debate económico nacional.

Hasta ahora las expectativas y las iniciativas señaladas por el Gobierno Nacional para salir de esta encrucijada han estado principalmente enfocadas en el desarrollo de los combustibles fósiles convencionales y no convencionales. Pero esta alternativa no es sencilla ni producirá resultados en el corto plazo. El aumento de la producción local de hidrocarburos (especialmente de los recursos no convencionales) requiere de enormes inversiones e implica un desafío tecno-

lógico y ambiental que el sector de hidrocarburos deberá superar. Creemos que vale la pena diversificar las opciones disponibles para lograr el autoabastecimiento energético del país dando un fuerte impulso a las energías renovables.

Durante los últimos años la participación de los combustibles fósiles también se ha ido incrementando en el área de generación eléctrica alcanzando el 66% del total, siendo el Gas Natural su principal componente. El sector eléctrico es clave para la incorporación de las nuevas fuentes de energías renovables, sin embargo, la participación de éstas apenas cubre en la actualidad el 1,4% del total de la demanda eléctrica nacional.

Las proyecciones oficiales de demanda eléctrica hacia el año 2030 indican que la potencia disponible deberá incrementarse en unos 1.500 MW anuales. En cuanto a la incorporación de fuentes renovables a la matriz de generación el escenario gubernamental propone alcanzar un porcentaje acorde a la Ley 26.190, un 8% al 2016, sin aumentar sustancialmente la participación hacia el 2030, llegando sólo a un 9% de la generación. Tal objetivo resulta insuficiente dentro de una política climática nacional acorde a los objetivos globales en la materia, no es acorde a los abundantes recursos renovables disponibles ni a su conveniencia económica ni a la necesidad de sustituir combustibles escasos.

Cuando se analizan escenarios eléctricos alternativos, inspirados en las diferentes





visiones que hoy existen en torno al debate energético, se puede ver que es factible garantizar el suministro requerido en base a un menú tecnológico diverso. Y en todos los casos las energías renovables tienen una participación por encima de las proyecciones oficiales al 2030.

La eficiencia energética posee un rol protagónico en el desarrollo de un modelo energético que procure integrar significativamente las fuentes renovables y aspire a una mayor equidad energética. Existen inmensos potenciales de ahorro energético en los principales sectores: industria, transporte y doméstico/comercial. El uso inteligente de la energía, no su carencia, es la filosofía básica en una futura política energética sostenible. En la variedad de escenarios eléctricos conocidos se puede comprobar que todos ellos mejoran su performance general (técnica, económica y ambiental) cuando asisten a una demanda con un fuerte componente en uso eficiente de la energía.

Un complemento esencial para las políticas de uso racional de la energía es aprovechar el potencial de las renovables a baja escala utilizadas por los usuarios en sistemas integrados a la red, por ejemplo, mediante sistemas fotovoltaicos. También juega un papel muy importante en la generación distribuida los sistemas de solar térmicos por sus significativos ahorros tanto de gas como electricidad. La generación renovable distribuida permite tener un sistema más eficiente tanto por la reducción de la demanda de la red como por las menores pérdidas en la transmisión de energía.

La incorporación a gran escala de las fuentes renovables y una intensa política de uso eficiente de la energía resultan cruciales para reemplazar el uso de combustibles fósiles cada vez más caros. Estamos dejando atrás la etapa histórica de los fósiles "baratos". Pero además, el cambio climático, el mayor desafío ambiental de este siglo, nos

LA INCORPORACIÓN A GRAN ESCALA DE LAS FUENTES RENOVABLES Y UNA INTENSA POLÍTICA DE USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA RESULTAN CRUCIALES PARA REEMPLAZAR EL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES CADA VEZ MÁS CAROS. ESTAMOS DEJANDO ATRÁS LA ETAPA HISTÓRICA DE LOS FÓSILES "BARATOS". PERO ADEMÁS, EL CAMBIO CLIMÁTICO, EL MAYOR DESAFÍO AMBIENTAL DE ESTE SIGLO, NOS OBLIGA A PROYECTAR UNA URGENTE TRANSICIÓN ENERGÉTICA ABANDONANDO ESTOS COMBUSTIBLES.

obliga a proyectar una urgente transición energética abandonando estos combustibles.

En Argentina las nuevas tecnologías de energías renovables cuentan desde hace poco tiempo con marcos jurídicos de apoyo y promoción. Es muy grande el potencial que posee nuestro país para aprovechar diversas fuentes renovables, como es el caso de eólica, solar o biomasa. El potencial eólico existente y la competitividad de los modernos aerogeneradores despertaron el interés inicial en las primeras normas de promoción. Se estima que el 70% de nuestro país es apto para generar energía eléctrica en base a este recurso y ese potencial, en términos teóricos, permitiría cubrir más de 50 veces el consumo eléctrico actual.

El primer régimen de promoción, puesto en vigencia en 1999, estuvo básicamente centrado en el pago de una remuneración adicional de un centavo por kWh para la generación eólica y solar. Rápidamente ese régimen quedó desactualizado producto de la crisis económica y posterior devaluación de 2001/2002. En el año 2004, la Secretaría de Energía adoptó la meta del 8% de participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica nacional. Esa meta fue luego adoptada por la Ley 26.190 (2006) y en la misma se actualiza el régimen de promoción original para un abanico más amplio de fuentes renovables.

La nueva ley recién fue reglamentada en el año 2009 y varias de las medidas vinculadas a los mecanismos de promoción no se han puesto en marcha, como ser el pago y actualización de las Remuneraciones Adicionales, el Fondo Fiduciario y el Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables.

De todos modos, si bien es necesario que la ley esté plenamente en vigencia, la actual estructura de precios dentro del sistema eléctrico hace que las remuneraciones adicionales no resulten suficientes para impulsar el desarrollo de las renovables dada la brecha entre los costos de generación y los precios del mercado. Por esta razón, en el 2009 generó una gran expectativa la presentación del programa del Gobierno Nacional llamado GENREN ya que se trató de una licitación de proyectos de energías renovables para realizar contratos a precios acordados por 15 años.

El GENREN recibió ofertas por un total de 1.437 MW, superándose en más del 40% la potencia solicitada. Este resultado es demostrativo del potencial existente, las expectativas generadas y la gran cantidad de desarrolladores de proyectos de renovables a la espera de condiciones favorables.

A pesar de tratarse de un programa y una modalidad de contratos adecuados para el actual contexto del mercado eléctrico, al día de hoy se ha instalado menos del 10% de los proyectos acordados en el marco del GENREN. Desde ese programa hasta hoy ha habido muy pocos avances y una de las principales barreras identificadas es la dificultad en la obtención de financiamiento para proyectos que basan su rentabilidad en los pagos comprometidos por el Estado Nacional por los próximos 15 años.

Esta dificultad financiera junto a ciertas condiciones contractuales, regulatorias e impositivas hacen que, a pesar del excelente recurso natural disponible, las fuentes renovables tengan en nuestro país costos más caros que en los países vecinos o en relación a sus precios internacionales. Esta situación es perfectamente



superable en la medida que se mejoren, tanto el acceso al crédito como las condiciones contractuales y regulatorias.

También debe señalarse que aún en las condiciones actuales, las energías renovables en Argentina son competitivas frente a los altos costos de generar energía con combustibles importados o la importación de energía eléctrica desde Brasil o Paraguay. La comparación de los costos de generación en base a combustibles importados muestra la conveniencia de generar en base a energías renovables, ahorrando divisas en importación de combustibles fósiles caros, e invirtiendo en fuentes renovables, limpias y que generan inversiones y empleo local.

Un buen ejemplo del potencial de ahorro existente es cuantificar el impacto económico que ya representan las energías renovables. En el 2012 se generaron 1.702 GWh por fuentes renovables, lo que implicó un ahorro de 406.800 m³ de gasoil importado que se hubieran utilizado para producir esa electricidad. El monto ahorrado en combustible importado fue de unos 317 millones de dólares.

A la actual dependencia de combustibles importados, las fuentes renovables son una parte esencial de la solución, no sólo como respuesta a la coyuntura, sino también para desarrollar nuevas fuentes energéticas y una industria asociada a ellas sostenible en el tiempo. Se trata de comenzar a redirigir parte del actual gasto en combustibles importados hacia el desarrollo de las renovables.

EL GENREN RECIBIÓ OFERTAS POR UN TOTAL DE 1.437 MW, SUPERÁNDOSE EN MÁS DEL 40% LA POTENCIA SOLICITADA.

Para dimensionar el impacto económico de esta sustitución de importaciones, podemos señalar que la meta del 8% de renovables en el 2016 significaría evitar quemar 6,6 millones de m³ de gas natural por día. Cumpliendo este objetivo, por ejemplo, se evitaría la importación y el pago en divisas de LNG (gas natural licuado) por US\$ 1.500 millones o de gas oil por unos US\$ 2.200 millones cada año.

Si cubrimos la meta básicamente con energía eólica, eso significa desplegar una potencia de aproximadamente 3.380 MW eólicos, lo que significa movilizar inversiones en los próximos 3 años por alrededor de US\$ 6.700 millones. Esa inversión permitiría ahorrar en importación de combustibles la misma suma en el mismo lapso.

Dado el crecimiento de la demanda prevista, aún más allá del 2016, resulta inevitable el crecimiento de las importaciones de combustibles para la generación de energía eléctrica, aun bajo las proyecciones

EN EL 2012 SE GENERARON

1.702 GWh

por fuentes renovables, lo que implicó un ahorro de 406.800 m³ de gasoil importado que se hubieran utilizado para producir esa electricidad. El monto ahorrado en combustible wimportado fue de unos **317 millones de dólares.**



PLAN DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES QUE PERMITA CUMPLIR CON LA META DEL

80%

al año 2016 y con la expectativa de cubrir con energías renovables el **20% de la demanda en el 2020** es económicamente viable y conveniente desde el punto de vista de la balanza comercial del país.

más auspiciosas de producción local de hidrocarburos. En ese contexto las energías renovables son muy eficaces para sustituir importaciones a lo largo de la presente década.

Un ambicioso plan de desarrollo de las energías renovables que permita cumplir con la meta del 8% al año 2016 y con la expectativa de cubrir con energías renovables el 20% de la demanda en el 2020 es económicamente viable y conveniente desde el punto de vista de la balanza comercial del país. Un desarrollo eólico de 8.000 MW de potencia hasta el año 2020 permitirá ahorrar unos US\$ 14.000 millones en ese período.

Un desarrollo de estas características permitirá rápidamente reemplazar importaciones de combustibles conta-

minantes por inversiones en renovables y consolidar un mercado interno de equipamientos y servicios para esta industria, lo que impulsará el desarrollo local en base al ahorro de divisas, generando energía limpia.

Será necesario también continuar, durante esta década, con las mejoras que se han introducido en los últimos diez años en el sistema de transporte eléctrico nacional. El sistema deberá evolucionar de modo de facilitar la incorporación de una mayor diversidad de fuentes renovables distribuidas a lo largo de todo el territorio nacional. La modernización de la red deberá enfocarse en la transmisión y distribución con fuerte integración de renovables, generación distribuida y una alta eficiencia en gestionar la oferta y la demanda eléctrica.



Estas son algunas de las acciones y políticas que conducirían a movilizar los recursos técnicos y económicos necesarios para alcanzar la meta del 8% de electricidad renovable para el 2016.

desafíos y propuestas

Poner en marcha el 100% de la Ley

Un primer paso para reestablecer la confianza en el marco jurídico en que se deben desarrollar las energías renovables es la completa puesta en marcha de todos los mecanismos previstos en la Ley 26.190.

Relanzar la meta del 8% como objetivo de Desarrollo Nacional

El Estado Nacional debe relanzar la meta del 8% como un objetivo estratégico de desarrollo del país, con un alto nivel de prioridad política dentro del Estado Nacional. De ese modo pueden recrearse las expectativas y la confianza necesarias para que el sector privado asuma también el desafío. Un mecanismo que reforzaría este objetivo es que se establezca la obligatoriedad de compra de energía renovable por parte de la demanda en un porcentaje acorde a la meta nacional.

También es necesario evitar que las energías renovables sufran una competencia "desleal" a raíz de los subsidios que se otorgan a las fuentes convencionales y crear mecanismos de financiación para la infraestructura necesaria.

Generar un esquema para mejorar la financiabilidad de los contratos de compra energía.

Se debe generar un esquema que opere como garantía de pago en los contratos. Esto puede hacerse a través de un fondo conformado por aportes gubernamentales y privados que será utilizado para garantizar los pagos de los contratos (de CAM-MESA). El objetivo debe ser disminuir el costo del financiamiento otorgando seguridad jurídica y de cumplimiento de pagos. También será beneficioso generar condiciones apropiadas para la realiza-

ción de contratos de energía eléctrica renovable de largo plazo entre privados, una oportunidad para disminuir costos de financiamiento y abrir nuevas oportunidades de inversión.

Meta 2020: 20% de renovables

Debe proyectarse el desarrollo de las energías renovables para el mediano plazo con metas ambiciosas que estén a la altura del desafío ambiental y climático de las próximas décadas. Argentina posee los recursos naturales para hacerlo y una capacidad industrial que puede responder adecuadamente.

Renovables del lado de la demanda

Para desplegar el potencial renovable existente en todo el país es necesario contar también con la posibilidad de incorporar la generación distribuida integrada a la red. Varias ventajas justifican esta opción. En primer lugar disminuye la demanda desde los grandes puntos de generación con una consecuente disminución de pérdidas de energía en el transporte. Permiten además desplegar un potencial enorme para la energía solar distribuida en espacios urbanos, como así también para la eólica en pequeña escala.

META 2020:

20%

DE RENOVABLES

Debe proyectarse el desarrollo de las energías renovables para el mediano plazo con metas ambiciosas que estén a la altura del desafío ambiental y climático de las próximas décadas.

Las energías renovables tienen por delante un rol protagónico en el futuro energético inmediato. Las mismas son una opción real allí donde se generan las condiciones mínimas necesarias para que nuevos actores de la energía hagan su aparición. Esta tendencia que ya es muy nítida en diversos mercados a nivel internacional, es de esperar que pronto sea una realidad también en la Argentina. Las modernas tecnologías renovables están mostrando un nivel de madurez y competitividad económica que las coloca entre las opciones más dinámicas en el mercado energético global.

Las energías renovables ya están respondiendo al desafío de diversificar y mejorar la matriz energética en diversos países que necesitan sustituir combustibles fósiles cada vez más escasos y sustituyendo importaciones energéticas. Además, la necesidad imperiosa de disminuir emisiones de gases de efecto invernadero, es otra de las razones por las que se implementan políticas de impulso a la integración de las renovables en el mercado de la energía.

A lo anterior se debe añadir el significativo aporte que realizan las energías renovables en materia de generación de empleos. Allí donde las renovables adquieren protagonismo se puede ver el impacto altamente positivo que se produce en materia de inversiones y nuevos puestos de trabajo. Las renovables son un genuino pilar del desarrollo sostenible brindando energía limpia, inagotable y empleos duraderos.

En la actual situación energética de nuestro país, cuando se enfrentan años de abultados presupuestos destinados a la importación de combustibles fósiles, mayormente utilizados en la generación eléctrica, la in-

conclusiones

corporación de las energías renovables resulta altamente favorable desde el punto de vista económico, ambiental y social.

Hoy la seguridad del suministro energético está en riesgo. La disponibilidad limitada de combustibles, en especial importados, por las restricciones en divisas, problemas logísticos y la baja disponibilidad técnica de numerosas unidades de generación térmicas por problemas de caja de las compañías, ponen en riesgo el abastecimiento. Las renovables, que no se ven afectadas en gran medida por los problemas mencionados, pueden ayudar a mejorar la situación en plazos muy breves, dado que la construcción y licenciamiento de las instalaciones es mucho menor que sus alternativas.

La compleja coyuntura energética actual resulta, paradójicamente, en una oportunidad inédita para las renovables en nuestro país. Tenemos un inmenso potencial en recursos renovables, tecnologías disponibles para acceder a ellos a precios competitivos y, también, la necesidad urgente de disminuir nuestra dependencia de combustibles importados. Si se toman las decisiones correctas, que se traduzcan en políticas claras y efectivas por parte del Estado Nacional y el apoyo de todos los sectores políticos para asegurar la continuidad de las mismas, podemos encaminarnos a cumplir con el objetivo del 8% de renovables en el año 2016.

Cumplir con ese objetivo significará el despegue de la industria de las renovables en nuestro país, representará una enorme contribución económica al mejorar las cuentas públicas sustituyendo importaciones de

un modo virtuoso, consolidando un desarrollo industrial local y mejorando nuestra matriz energética. Como ninguna otra fuente energética, las renovables pueden brindar una respuesta en el corto plazo y a costos económicos competitivos.

Tenemos por delante un desafío muy grande. Podemos convertir una coyuntura adversa en una gran oportunidad para el cambio. Podemos iniciar una nueva etapa energética en nuestro país, incorporando fuentes limpias, sostenibles, económicas y que gozan de un valiosísimo respaldo social.

TENEMOS UN INMENSO POTENCIAL EN RECURSOS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA ACCEDER A ELLOS A PRECIOS COMPETITIVOS Y, TAMBIÉN, LA NECESIDAD URGENTE DE DISMINUIR NUESTRA DEPENDENCIA DE COMBUSTIBLES IMPORTADOS.

PODEMOS INICIAR UNA
NUEVA ETAPA ENERGÉTICA
EN NUESTRO PAÍS,
INCORPORANDO FUENTES
LIMPIAS, SOSTENIBLES,
ECONÓMICAS Y QUE
GOZAN DE UN VALIOSÍSIMO
RESPALDO SOCIAL.



la oferta, energética nacional

Composición de la Matriz Energética

La matriz de energía primaria de la República Argentina se caracteriza por una alta dependencia de los combustibles fósiles, llegando al 87% en 2011, de acuerdo al Balance Energético de ese año.

La participación fósil mantiene ese porcentaje desde hace más de dos décadas, superando ampliamente el 71% de la matriz regional e incluso la media mundial

donde la oferta de energía de los combustibles fósiles ocupan el 81%.

Desde el año 2008 comenzó a tener una participación significativa la componente "aceite" que hace referencia al insumo para la producción de biocombustibles, esencialmente biodiesel. Dicho insumo hoy se ubica en un 3% de la oferta total.

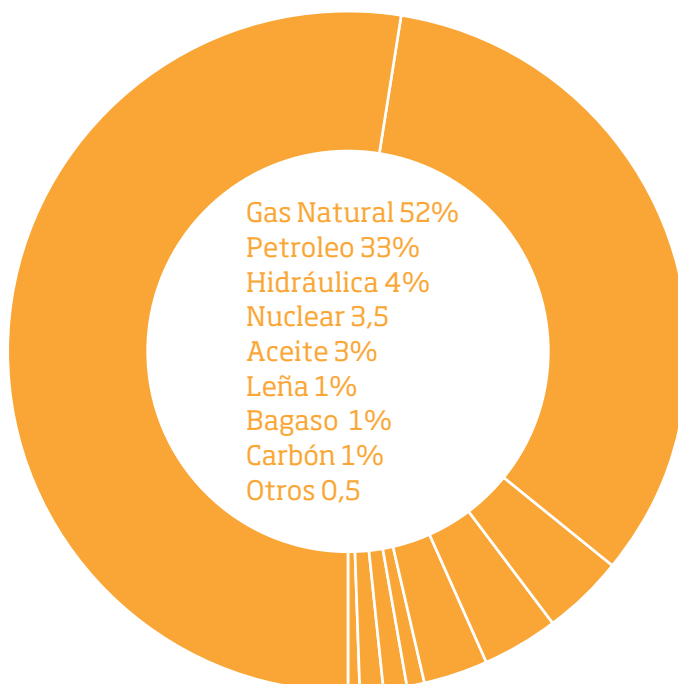
Declinación de la producción de hidrocarburos y su impacto económico

El aspecto más relevante en cuanto al desarrollo reciente de la actividad energética nacional ha sido la evolución de las reservas de los combustibles fósiles. Las mismas muestran un marcado retroceso, particularmente en el gas natural llegando en la actualidad a una previsión de 7 años de reservas y mientras que el horizonte de reservas para el petróleo se mantienen en 10 años.

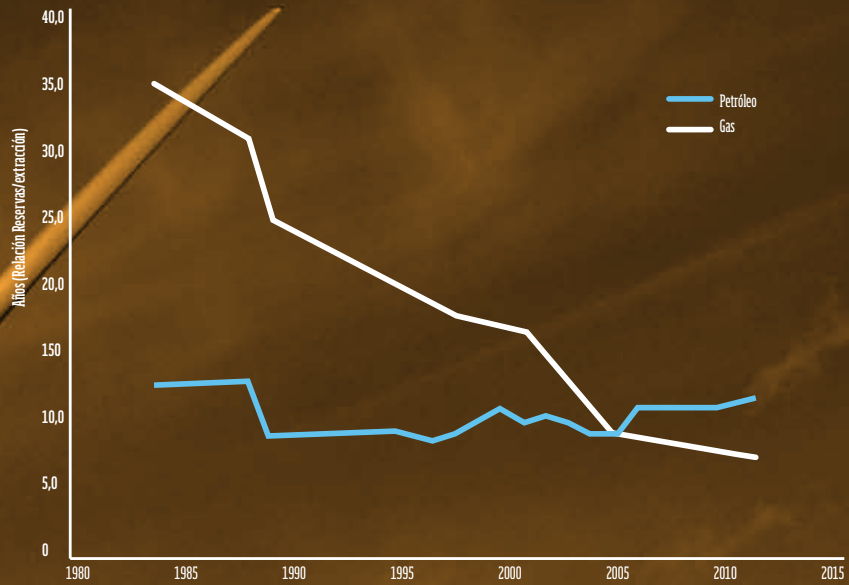
La evolución de las reservas de petróleo y gas durante la última década muestran un deterioro muy importante, particularmente, para el caso del gas, donde se ha producido una merma del 57% desde el año 2000 hasta 2011.

Esta situación es el origen de algunos de los más graves problemas del sector energético nacional. Al producirse una constante baja en la extracción de hidrocarburos, la creciente demanda ha sido cubierta en base a importaciones que se incrementan año tras año, particularmente, de gas natural. Este incremento es lo que llevó a la Argentina a perder su capacidad de "autoabastecimiento energético" en el año 2010.

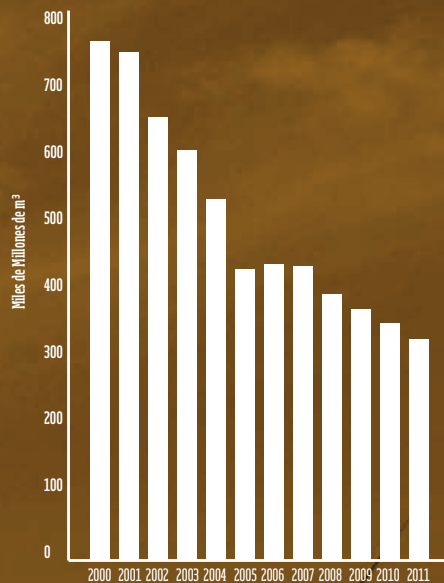
OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA EN ARGENTINA (2011) (79.666 miles de TEP)



EVOLUCIÓN HORIZONTE DE RESERVAS (ARGENTINA)

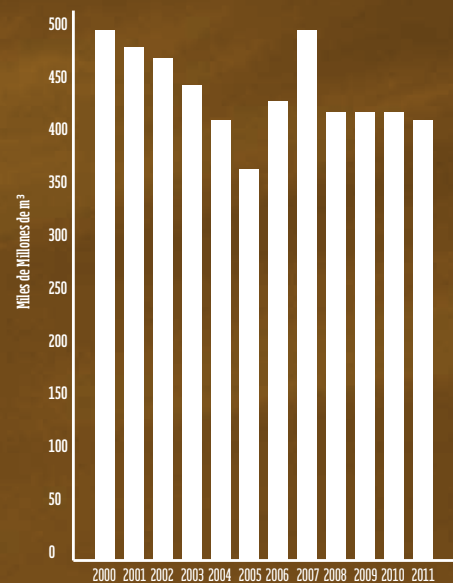


RESERVAS DE GAS NATURAL



Fuente: S.E.N.

RESERVAS DE PETROLEO



La matriz de energía primaria de la República Argentina se caracteriza por una alta dependencia de los combustibles fósiles, llegando al

87%

EN 2011

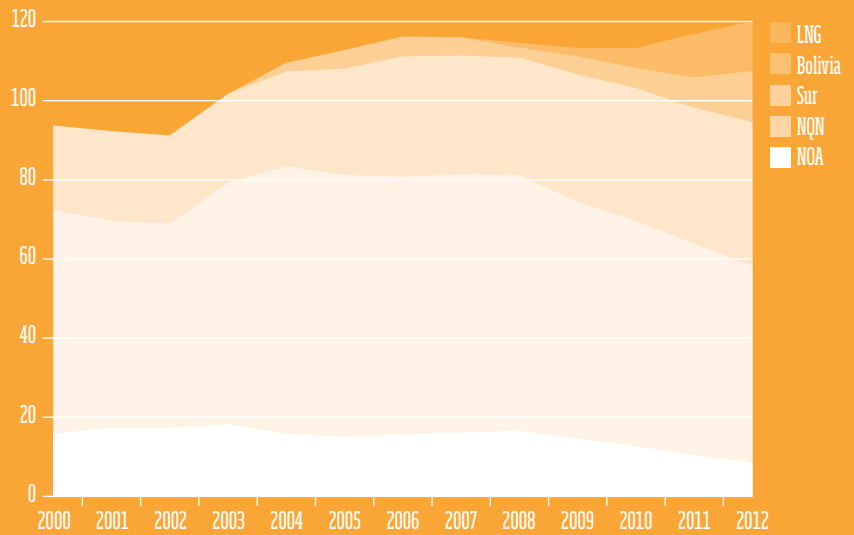
El gas natural ha ido creciendo en las últimas décadas en su participación en la matriz energética y hoy ya representa el 52% de la energía primaria. Debido a su declive en la producción es hoy el combustible de mayor crecimiento en importaciones. En el último año un 10% del consumo total de gas provino de Bolivia a través de gasoductos y un porcentaje similar de LNG (Gas Natural Licuado) que arriba a la Argentina vía marítima para luego ser regasificado en barcos contratados al efecto e inyectado en los ductos.

La disminución en la disponibilidad de gas natural es una componente significativa en el rojo de la balanza de pagos, pasando de grandes exportaciones en los 90 a un saldo deficitario desde 2008 y que crece significativamente. El impacto económico de esta situación ha sido de enorme proporciones y pone de manifiesto la dimensión crucial de la disponibilidad de los recursos energéticos.

El costo de estas importaciones, sumado a los subsidios destinados por el Estado Nacional para sostener la actividad energética, coloca a la energía como un elemento central en todo análisis y evaluación de la situación económica del país.

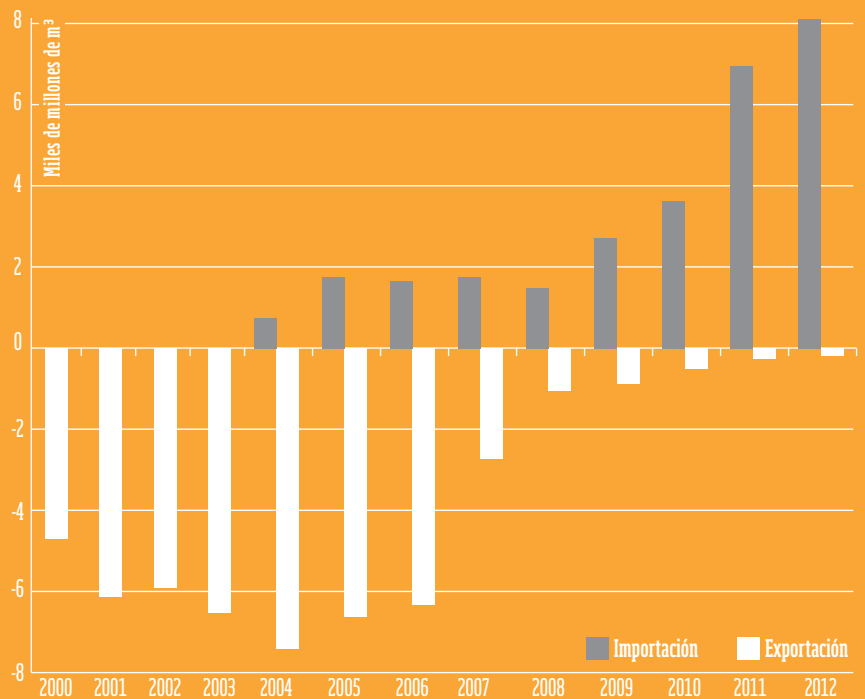
GAS NATURAL INYECTADO A GASODUCTOS

MMm³/día
(Fuente: ENARGAS)



IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL

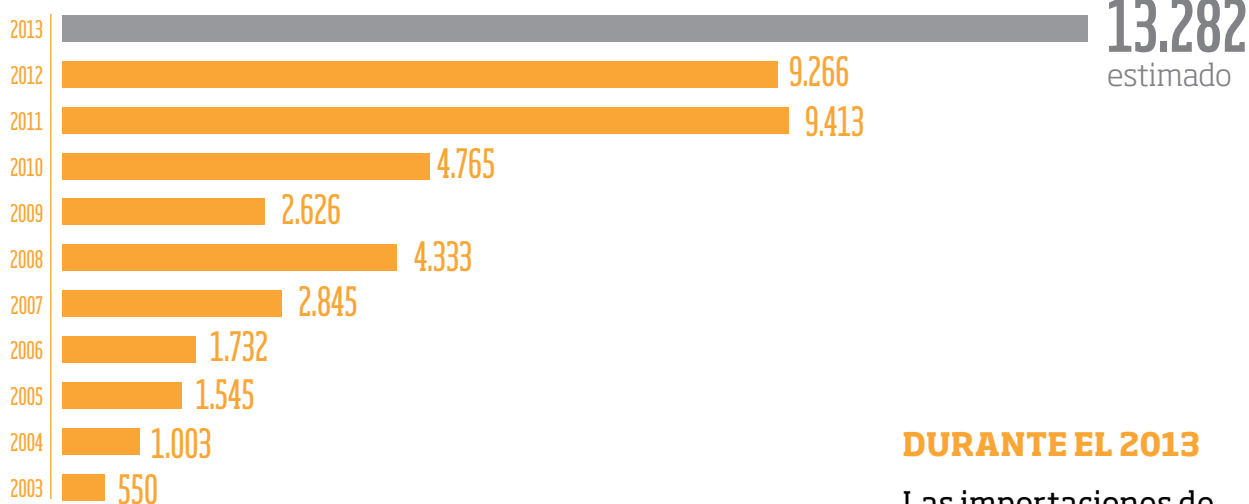
(Fuente: SIPG - IAPG)



IMPORTACIONES ENERGÉTICAS

Cifras en millones de dólares

(Fuente IARAF)



El complejo sistema de subsidios vigente sostiene un esquema de precios y tarifas que quedaron desvirtuados a partir de la salida de la convertibilidad en el año 2002. El Estado Nacional ha decidido cubrir con sus recursos económicos la operatividad del sistema energético.

Durante el 2012 los subsidios en esta área se acercaron a los \$ 55.000 millones, un 28% más que en 2011. Datos publicados recientemente indican que en los primeros 6 meses de año 2013, los subsidios a la energía suman el récord de \$35.880 millones, un 22,5% más que en el mismo período de 2012.¹

La importación de energía también alcanzó un nuevo récord en 2013, en apenas los primeros 6 meses de este año, con US\$ 6.100 millones, un 28% más que en el primer semestre de 2012. Durante el año 2010 Argentina perdió el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos convirtiéndose en un importador neto de este tipo de combustibles (gasoil, fueloil

y gas natural). Durante el año 2012 se destinaron unos 9.266 millones de dólares en importación de energía y esa cuenta se elevará en 2013. Este crecimiento hace prever que durante el presente año las importaciones de energía podrían alcanzar los US\$ 13.000 millones.²

Para dimensionar el impacto económico que representan estas importaciones podemos compararlas con la exportación de cereales y oleaginosas. El aporte de divisas que realizó el sector agrícola en el 2012 fue de US\$ 23.069 millones lo que significa que la importación de combustibles demandó el 40% de la liquidación de divisas de la cosecha. Este año se estima que la importación de energía representará un 46% de las divisas que se esperan obtener por el sector agrícola.³

DURANTE EL 2013

Las importaciones de energía podrían alcanzar los

US\$ 13.000
millones

1. "Información de Ejecución Presupuestaria de la Administración Pública Nacional", Diciembre de 2012, ASAP (Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública). "Informe de Ejecución Presupuestaria de la Administración Pública Nacional", Junio de 2013, ASAP.

2. La estimación del valor de las importaciones energéticas se basan en las múltiples proyecciones realizadas en el primer semestre del año y asumimos un valor conservador.

3. Ver "Importaciones de energía ya insumen el 45% de los dólares de la cosecha", junio 2013, Informe Económico N°222, IARAF (Instituto Argentino de Análisis Fiscal).

La promesa de los “no convencionales”

Las expectativas y las iniciativas emprendidas por el Gobierno Nacional para salir de esta encrucijada han estado enfocadas en estos últimos años en el desarrollo de los combustibles fósiles no convencionales. Pero esta alternativa no es sencilla ni producirá resultados en el corto plazo. Estos recursos no convencionales requieren de enormes inversiones e implican un desafío tecnológico y ambiental.

En el año 2010 se confirmó la existencia de importantes recursos no convencionales (shale gas y shale oil) por parte de YPF, particularmente en lo que se conoce como la formación Vaca Muerta, ubicada mayoritariamente en la Provincia de Neuquén. Desde entonces, las mayores expectativas gubernamentales están puestas en avanzar hacia esta nueva frontera fósil.

TOP 10 PAÍSES CON RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE SHALE OIL

Rank	País	Shale Oil (miles de millones de barriles)
1	Rusia	75
2	EE.UU.	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Pakistán	9
10	Canadá	9
Total Mundial		345

Estimados según EIA usados para ordenar el ranking.

Cuadros extraídos de “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, US Energy Information Administration (2013).

4. “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States”, US Energy Information Administration, 5 de abril de 2011. Si bien subsisten muchas especulaciones disímiles acerca de la dimensión de estos recursos, la publicación del DOE ha sido una referencia muy importante y aún en las estimaciones más conservadoras, el volumen potencial de recursos no convencionales es considerado muy importante.

5. “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, US Energy Information Administration, 10 de junio de 2013.

6. “YPF dejó de computar Vaca Muerta y sus reservas de hidrocarburos cayeron 10%”, El Cronista, 3 de julio de 2013.

Posteriormente, un informe del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) publicado en 2011 estimó que Argentina posee alrededor de 774 TCF (trillones de pies cúbicos) de recursos “técnicamente recuperables” de shale gas. Esta evaluación colocaba a la Argentina en el tercer puesto en materia de shale gas, detrás de China y EE.UU. Si se compara esa cifra con las reservas probadas de gas de Argentina, unos 13,4 TCF, el shale gas potencial es casi 60 veces nuestras actuales reservas, 500 veces nuestro consumo.⁴

Recientemente, en junio de este año, se ha conocido una nueva versión de aquel informe de 2011. Esta nueva versión contiene un estudio mucho más exhaustivo, incluyendo nuevas regiones y la evaluación de los recursos de shale oil.⁵

TOP 10 PAÍSES CON RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE SHALE GAS

Rank	País	Shale Gas (TCF)
1	China	1.115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	EE.UU.	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
Total Mundial		7.299

En materia de shale gas Argentina aparece ahora con 802 TCF, subiendo al segundo puesto; y en el cuarto lugar en cuanto a reservas de shale oil con 27.000 millones de barriles. Esto es algo así como 10 veces las actuales reservas de petróleo.

Vale mencionar que todas las cifras anteriores son estimaciones que contienen una componente especulativa importante y que requieren de enormes inversiones para su adecuada evaluación y para convertir a esos recursos en proyectos económicamente viables. Recientemente, la propia YPF redimensionó sus reservas al dejar de computar la formación Vaca Muerta como reservorio, considerando que no existen reservas probadas en ese campo debido a que todavía no se comprobó que sea un proyecto económicamente viable.⁶

A pesar del impulso y la propaganda que se viene observando en relación a estos recursos no convencionales, es todavía temprano para estimar y asegurar la disponibilidad de producción comercial en cantidades significativas. Por este motivo no parece recomendable concentrar todo el esfuerzo de inversión y todas las expectativas sólo en el desarrollo hidrocarburi-fero. Por el contrario es razonable y deseable contar con una política de Estado que fomente la diversificación y atienda la promoción de las fuentes renovables como parte de un sistema energético sustentable a largo plazo. Tal es el caso de los Estados Unidos que, a pesar de contar con enormes reservas y producción de shale gas tiene como política de Estado el desarrollo de las energías renovables.





La irrupción de los Biocombustibles

Como ya se señaló, la incorporación de los biocombustibles ha sido una de las novedades que se introdujeron en la actividad energética durante la última década. Esta irrupción es fruto de la maduración de la tecnología, la aparición de un mercado internacional y la sanción de la Ley 26.093 en el año 2006 que introdujo, entre otros elementos promocionales, el corte obligatorio de los combustibles utilizados en el transporte.

La producción de biocombustibles tuvo un desarrollo vertiginoso, particularmente el biodiesel, como puede apreciarse en los siguientes cuadros.

BIODIÉSEL		
Período	Producción (toneladas)	Exportación (Toneladas)
2008	712.066	687.645
2009	1.179.150	1.148.498
2010	1.814.902	1.358.454
2011	2.426.681	1.661.875
2012	2.455.138	1.557.399

BIOETANOL		
Período	Producción (toneladas)	Venta Local (Toneladas)
2009	18.439	2.109
2010	96.034	93.140
2011	134.138	131.394
2012	199.454	187.719

LA PRODUCCIÓN DE BIOCMBUSTIBLES TUVO UN DESARROLLO VERTIGINOSO, PARTICULARMENTE EL BIODIÉSEL.

La exportación de biodiésel fue el gran motor de esta nueva industria. Durante el año 2012 esta actividad ingresó en un período crítico debido a las restricciones que la Unión Europea (UE) le colocó al biodiesel argentino con una investigación en marcha por dumping y subsidios. La UE que consumía el 90% de las exportaciones de biodiesel, prácticamente desapareció como comprador. En 2012 las exportaciones fueron 1.557.812 toneladas, cayendo bruscamente a finales de ese año hasta la actualidad. En el primer trimestre de este año las exportaciones representaron sólo el 54% en relación al mismo período de 2012.¹

¹ "Biocombustibles, marzo 2013", INDEC, 31 de mayo de 2013.

Impacto de las emisiones de CO₂ del sector energético

Una matriz energética con una componente fósil tan pronunciada tiene como consecuencia emisiones muy importantes de dióxido de carbono con las que nuestro país contribuye al calentamiento global. Durante la última década se ha producido un incremento en las emisiones energéticas que se corresponden, entre otras causas, con el mayor uso de combustibles líquidos en reemplazo de gas natural en el área de generación eléctrica.

Si bien se trata de un volumen de emisiones que tienen un peso relativamente bajo en comparación a las emisiones globales, las mismas deben ser evaluadas en relación a las emisiones per cápita, que es el modo de medir cuánto contribuye cada habitante al problema climático ya que en los próximos años estas variables comenzarán a tener una importancia muy significativa en las negociaciones internacionales.

Las emisiones debido a la actividad energética per cápita de la Argentina están dentro de un rango de emisiones de un país con desarrollo intermedio, 4,4 tn en 2009, muy por encima del promedio de nuestra región (2,7 tn en 2009). Las emisiones energéticas per cápita de Argentina superan, por ejemplo, las de México (4,0 tn), Brasil (1,9 tn) o Chile (3,9 tn).⁷

En los próximos años Argentina debería asumir algunas responsabilidades en materia de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero dado que se espera que un número importante de países, de los denominados en vías de desarrollo, se sumen al nuevo esquema de compromisos globales surgido post-Copenhague (2009). Además, existe una tendencia en marcha

para establecer medidas comerciales que penalicen las emisiones que involucran los procesos productivos y que puede afectar a nuestra competitividad comercial.⁸

Nuestro país no ha presentado aún ningún compromiso dentro de las denominadas "Nationally Appropriate Mitigation Actions" (NAMAs), compromisos de mitigación voluntarios para la presente década que se espera que adopten no sólo los países industrializados sino también los países de desarrollo intermedio como Argentina. En nuestra región ya Brasil, Chile, Costa Rica y México han presentado metas de mitigación para el 2020.⁹

Además, actualmente se está negociando los alcances del nuevo acuerdo climático global que deberá firmarse en el 2015 para su entrada en vigor en el 2020. En ese nuevo acuerdo global es predecible que países como Argentina ya no quedarán afuera, es decir, sin obligaciones, como ocurrió con el Protocolo de Kyoto (1997).¹⁰

7. Tomado de la base de datos del Banco Mundial. Las emisiones de CO₂ que se contabilizan provienen de la quema de combustibles fósiles, extracción de combustibles fósiles y la industria del cemento.

8. Se puede ver una síntesis de la situación de las negociaciones climáticas y sus implicancias para el sector energético en el Anexo 1 ("La urgente transición hacia las renovables").

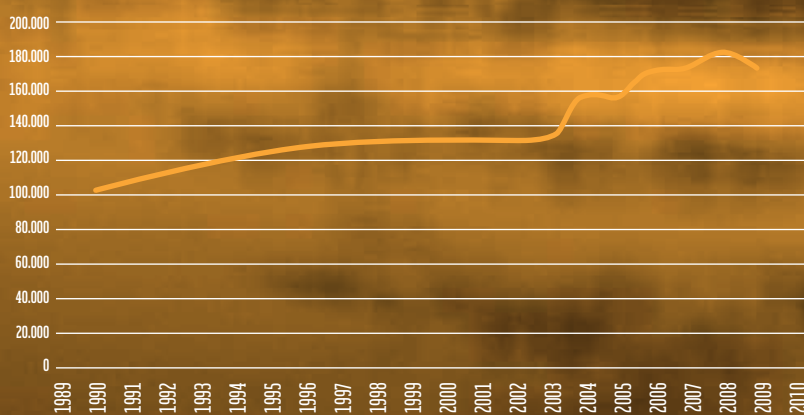
9. El reciente plan presentado por el Presidente de los Estados Unidos, Barack Obama, el 25 de junio pasado ("The President's Climate Action Plan") representa una confirmación del compromiso adquirido por ese país en materia de reducción de emisiones para el 2020 y el objetivo de alcanzar un acuerdo global para el 2015. Este paso dado por EEUU permite suponer una consolidación del esquema de los compromisos voluntarios para el 2020 asumidos por un número muy importante de países del mundo industrializado y en vías de desarrollo.

10. Ver "The Doha Climate Gateway", diciembre 2012, UNFCCC.

**ADEMÁS,
ACTUALMENTE SE
ESTÁ NEGOCIANDO
LOS ALCANCES DEL
NUEVO ACUERDO
CLIMÁTICO GLOBAL
QUE DEBERÁ
FIRMARSE EN EL 2015
PARA SU ENTRADA EN
VIGOR EN EL 2020. EN
ESE NUEVO ACUERDO
GLOBAL ES PREDECIBLE
QUE PAÍSES COMO
ARGENTINA YA NO
QUEDARÁN AFUERA,
ES DECIR, SIN
OBLIGACIONES, COMO
OCURRIÓ CON EL
PROTOCOLO DE KYOTO
(1997)**

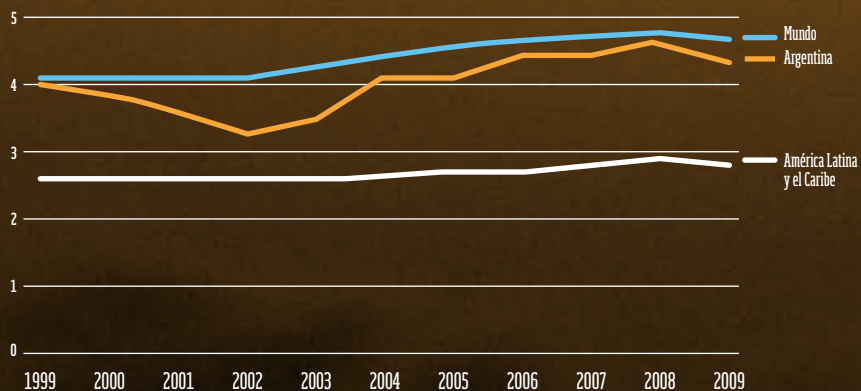
ARGENTINA - EMISIONES SECTOR ENERGÍA (Cg CO₂ eq.)

(datos 1990-2000 Inventario Nacional; 2003-2009 Banco Mundial)



EMISIONES ENERGÉTICAS DE CO₂ (toneladas per cápita)

(Fuente: Banco Mundial)



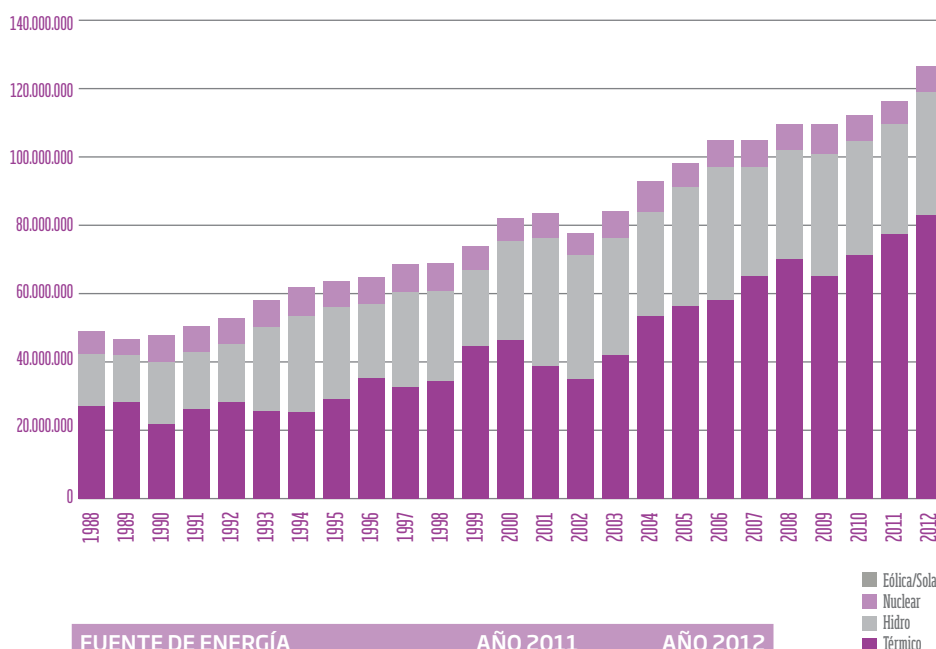
¿qué pasará con la generación de electricidad?

Cuando se analiza la incorporación de fuentes de energías renovables aparece el sector eléctrico como una plataforma clave para estas tecnologías. Los escenarios con alta penetración de renovables presentan un notable incremento en el uso de la electricidad. Por un lado, en coherencia con la tendencia tecnológica hacia un mayor uso de la energía eléctrica, pero también incrementando la electrificación en el transporte y otros usos finales procurando reemplazar combustibles fósiles. Por tal razón es necesario prestar especial atención al sector de generación eléctrica en relación a las renovables.

En la evolución de las diferentes componentes de generación eléctrica (térmica, hidráulica, nuclear y eólica/solar), la térmica, básicamente combustibles fósiles, se destaca por haber tenido un crecimiento marcado desde mediados de los 90 hasta alcanzar una participación del 66% en el último año. De esa componente térmica, en el 2012, el Gas Natural participó en más de un 70%. Este valor explica la particular situación que atraviesa el sector al depender de un suministro crítico con alta dependencia de importaciones. La participación de la componente eólica/solar alcanzó apenas el 0,3% en el último año.¹¹

Para tener un panorama más completo de la participación de las fuentes de energía renovables en la generación eléctrica hay que contabilizar los combustibles orgánicos hoy utilizados dentro de la generación térmica, los que han ido incorporándose en los últimos años y también la generación hidroeléctrica en potencias menores a 30 MW.

GENERACIÓN ELÉCTRICA (MWh)



FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012
Biodiésel	32	170
Biomasa	91	71
Eólico	16	348
Hidro <= 30MW	877	1069
Solar	2	8
Biogás	0,0	36
Total Renovable (en GWh)	1.018	1.702

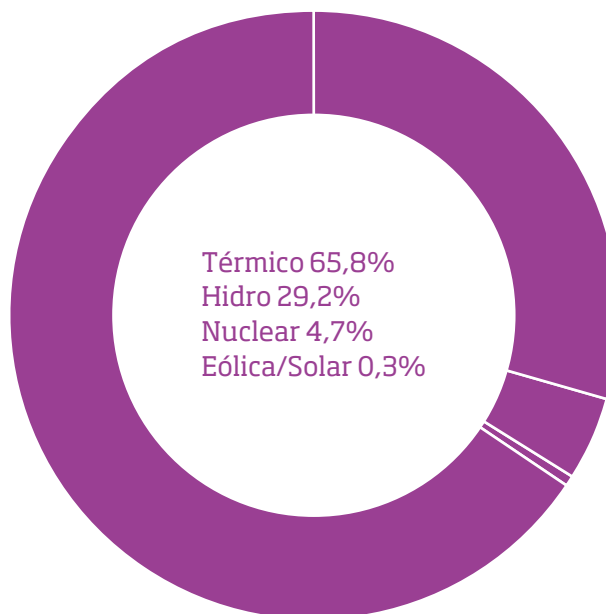
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012
Demanda MEM	116.507	121.192

Ren MEM / Dem MEM	0.9%	1.4%
-------------------	------	------

Fuente: CAMMESA

11. Los datos del año 2012 provienen del "Informe Anual 2012", CAMMESA.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA (2012)



Este cuadro muestra la participación de las fuentes renovables en el total de la demanda del año 2012. Las fuentes consideradas coinciden con la definición adoptada por la Ley Nacional 26.190, excepto la inclusión del Biodiesel, ya que los biocombustibles no están incluidos en el Artículo 4 de esa Ley. **Si realizamos esa corrección, el porcentaje de cumplimiento de la Ley sería de 1,26% del total de la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).**¹²

Un aspecto importante en el actual funcionamiento del sistema eléctrico y que impacta en las inversiones, tanto en renovables como en convencionales, es su situación económica. El desempeño económico del sistema eléctrico viene sufriendo los problemas antes descriptos para el sector energético en general. Gran parte de las tarifas eléctricas prácticamente no han sido revisadas desde la crisis del 2001 particularmente, para los consumos del sector residencial.

Al mantenerse bajas las tarifas eléctricas y no reflejar los verdaderos costos del sistema se resiente la sostenibilidad económica de toda la cadena de generación y distribución eléctrica poniendo al conjunto en una situación muy delicada y es el Estado quien debe realizar crecientes aportes al sector a través de subsidios.

Uno de los organismos en los que se ve reflejada particularmente esta situación es CAMMESA (Compañía Administradora del

Mercado Mayorista de Electricidad S.A.), empresa mixta cuya función básica es coordinar las operaciones de despacho y administrar las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Según publicaciones de la misma CAMMESA el precio monómico representativo de costos total de operación alcanzó una media del orden de los 332\$/MWh, mientras que el precio monómico estacional anual representativo de lo recaudado de los agentes distribuidores fue del orden de 83 \$/MWh. De la misma forma que el año anterior los pagos de los demandantes no alcanzaron a nivelar los costos reales de generación, que fueron cubiertos con aportes del Tesoro Nacional a través del Fondo Unificado al Fondo de Estabilización. Esta situación se ha venido arrastrando desde hace algunos años y han crecido las deudas de CAMMESA y los subsidios que recibe del Tesoro Nacional. Sólo en el primer semestre

de 2013 CAMMESA recibió subsidios por 17.655,8 millones de pesos. Esta cifra cubre el 99,8% del presupuesto asignado a esa empresa para todo el año y representa un aumento del 69,1% respecto del año anterior. Acorde a los propios números de la empresa, a junio de ese año, en su resumen de Fondos y Cuentas muestra un saldo negativo de US\$ 6.609 millones. Este valor sería aún mayor si se incluyera el subsidio oficial a la importación de gas natural que se contabiliza dentro de los subsidios a Enarsa.¹³

12. Se puede ver el texto completo de Ley 26.190 en el sitio www.infoleg.gov.ar. El cuadro pertenece al "Informe Anual 2012" de CAMMESA.

13. "Información de Ejecución Presupuestaria de la Administración Pública Nacional", Diciembre de 2012, ASAP (Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública). "Informe de Ejecución Presupuestaria de la Administración Pública Nacional", Junio de 2013, ASAP. El saldo de CAMMESA está extraído de "Informes Mensuales de CAMMESA. Resumen Fondos y Cuentas", Junio 2013.

Escenario de crecimiento del sector eléctrico al 2030

El Gobierno Nacional ha anunciado que presentaría un Plan Energético Nacional, en particular del sector eléctrico, proyectado hasta el año 2030. Si bien dicha presentación formal aún no existió, se conocen algunas versiones preliminares del mismo ofrecidas en presentaciones públicas por diferentes funcionarios de la Secretaría de Energía de la Nación.¹⁴

De una de las últimas versiones conocidas de dicho Plan tenemos que el escenario socio-económico considerado por la Secretaría de Energía (SE) está basado en la siguiente proyección del PBI (2006-2030).¹⁵

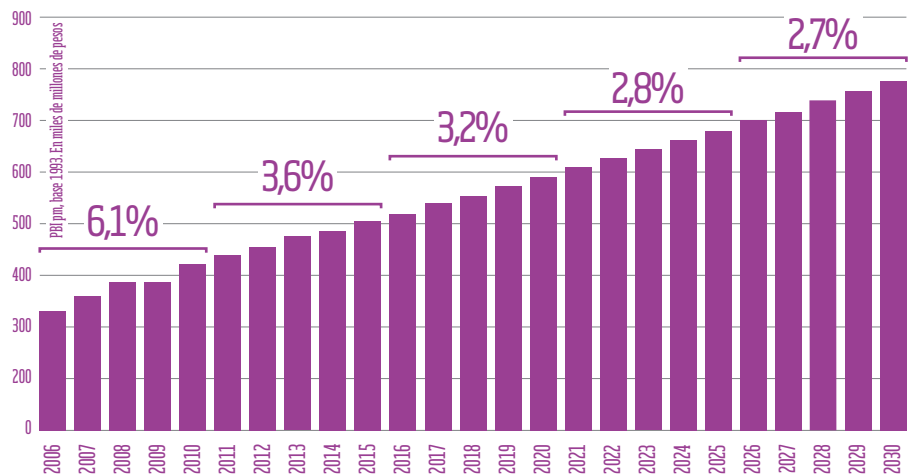
En base a dicha evolución del PBI, la SE proyecta dos escenarios: el Tendencial y el Estructural, éste último contempla políticas de uso eficiente de la energía.

La demanda global de energía tiene la siguiente evolución en ambos escenarios:

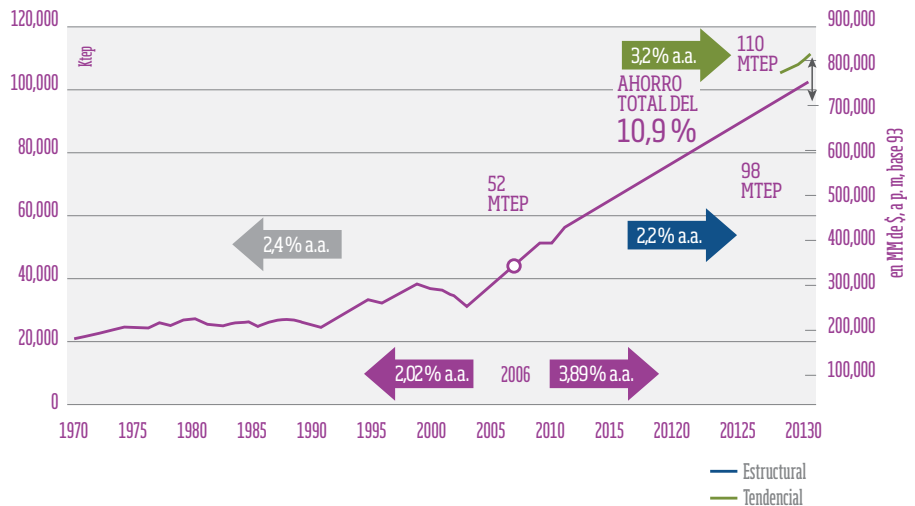
El efecto de las medidas a adoptar en el escenario Estructural lograrían desacoplar la tendencia creciente de la demanda con la evolución del PBI, lo que conduciría a una menor demanda, un ahorro del 10,9%, al final del período.

Esto se traduce en dos escenarios eléctricos que, en el año 2030, requerirán una generación eléctrica de 224,8 TWh para el escenario Estructural y de 250,7 TWh para el Tendencial.

PROYECCIÓN DEL PBI (2006-2030)



EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL DE ENERGÍA

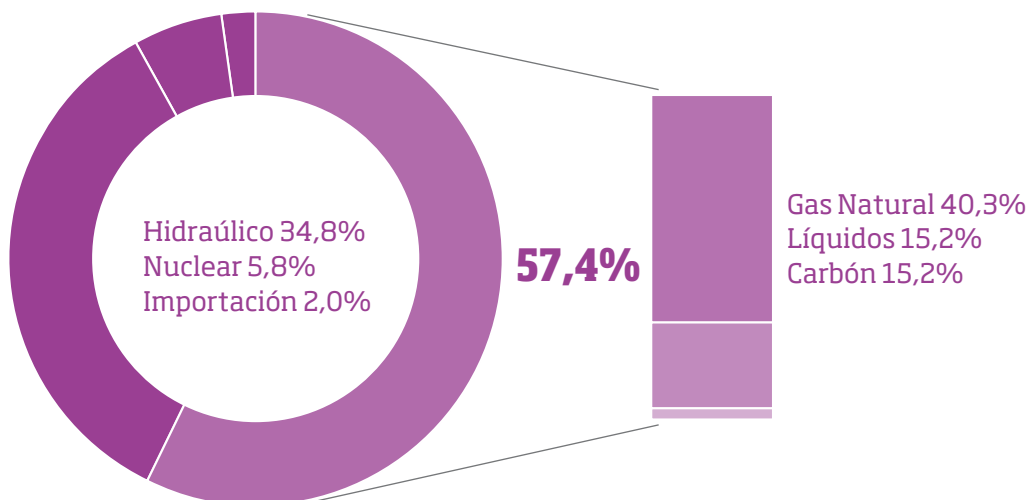


14. En febrero de 2013 la Secretaría de Energía no adelantó ninguna precisión acerca de la fecha de presentación del Plan Energético en respuesta a un pedido de información realizado por la FARN (Fundación Ambiente y Recursos Naturales) el 15/1/13.

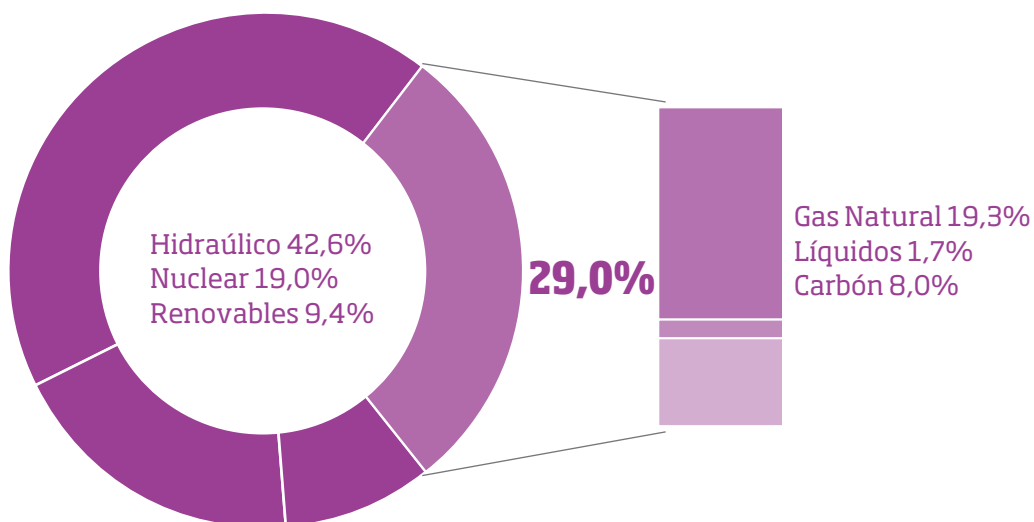
15. Los datos corresponden a la presentación "Política Energética Argentina", 25 de agosto de 2011, Ingeniero Daniel O. Cameron, Secretario de Energía de la Nación.

MATRIZ DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2010 - 2030

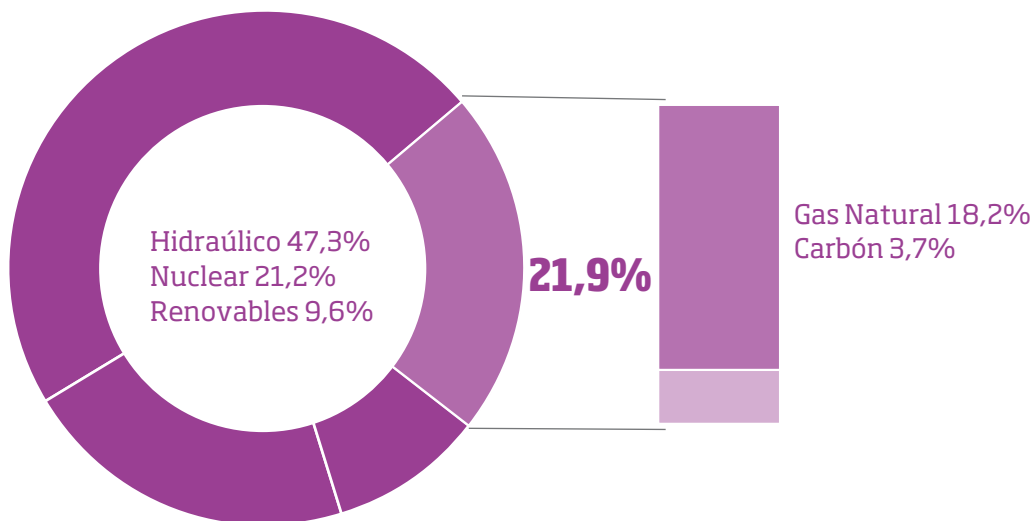
AÑO 2010



ESCENARIO TENDENCIAL ALTERNATIVO



ESCENARIO ESTRUCTURAL ALTERNATIVO



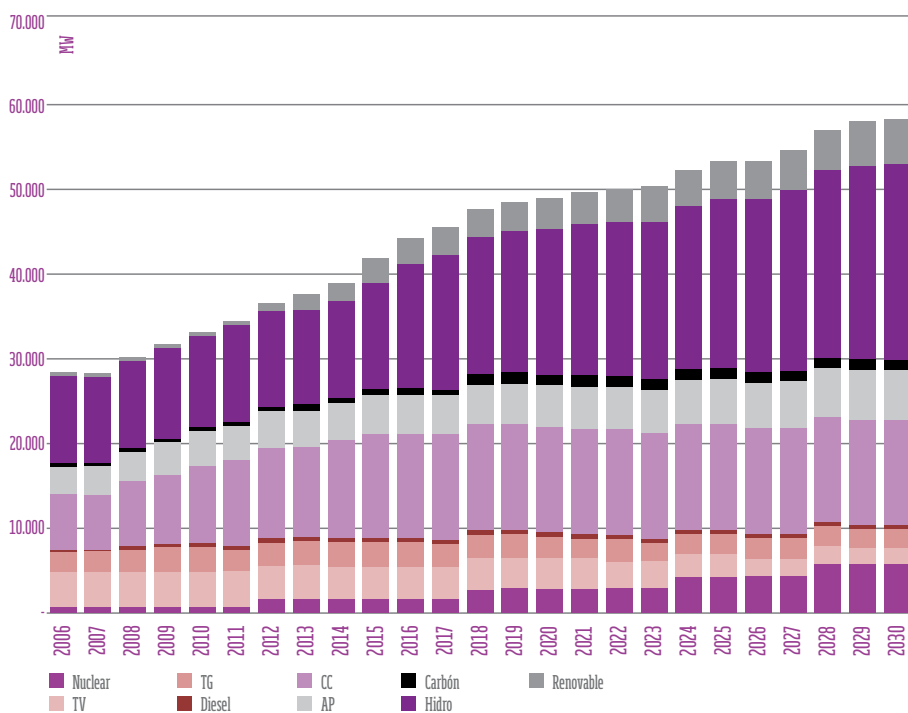
Matriz de Generación de Energía Eléctrica 2010 - 2030

En base a dicha necesidad de generación la SE proyecta que, para el escenario estructural, se necesita un incremento de potencia instalada total de 27.000 MW en los próximos 18 años, esto representa un incremento promedio de 1.500 MW por año.

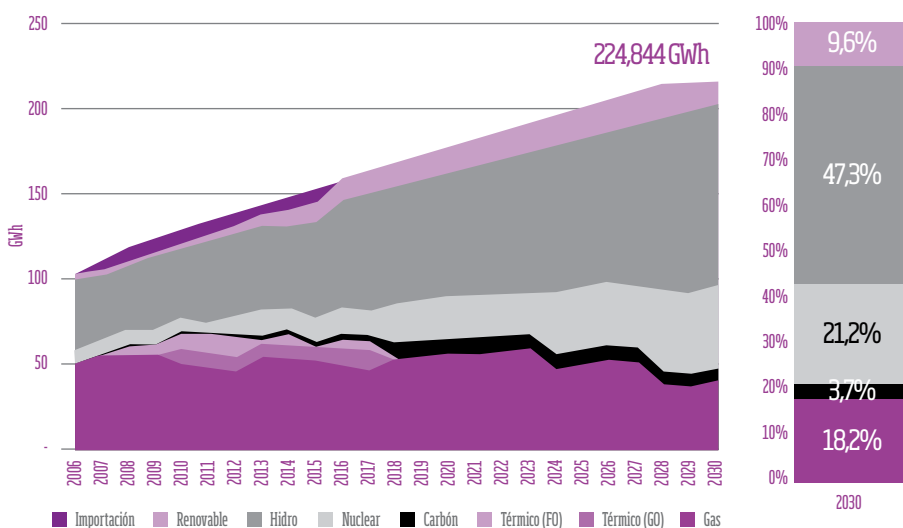
En base a la información presentada por la SE, ese aumento se sustenta principalmente en el crecimiento de la hidroelectricidad y la energía nuclear.

En relación a la incorporación de las fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica la proyección del Gobierno Nacional si bien incorpora a las mismas en un porcentaje acorde a la Ley 26.190 (8% al 2016), esa participación no se modifica sustancialmente a lo largo del período, llegando sólo a un 9% de la generación en el año 2030. Tal objetivo resulta insuficiente dentro de una política climática nacional acorde a los objetivos globales en la materia, a los abundantes recursos renovables disponibles y a su conveniencia económica.

PROYECCIÓN POTENCIA INSTALADA TOTAL
(Según S.E.)



PROYECCIÓN DE DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Según S.E.)



Escenarios Energéticos Argentina 2030

Adoptando algunas premisas similares a las adoptadas por la SE en su escenario Estructural durante el año 2012 se realizó el Ejercicio “Escenarios Energéticos Argentina 2030” con el objetivo de desarrollar visiones diferentes acerca de cómo puede cubrirse la demanda eléctrica proyectada hacia el año 2030.¹⁶

Se convocaron seis instituciones que representaron a asociaciones empresarias, organizaciones no gubernamentales (ONG) e instituciones académicas, todas ellas con visiones diferentes y fuertemente vinculadas a la temática energética.

Cada escenario se conformó por un “plan de obras” necesario para cubrir la demanda esperada de energía eléctrica desde la actualidad hasta el año 2030. Dicho plan incluía un conjunto de centrales de generación, indicando tecnología, tamaño, opciones de combustibles a utilizar y su modo de incorporación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).¹⁷

La selección de las fuentes de generación a incluir en el “plan de obras” fue condicionada en términos tecnológicos y económicos, a fin de crear un marco coherente en el que las distintas visiones pudieran desarrollarse y de modo que la comparación de los resultados fuese posible. Se diseñó un modelo con la rigurosidad necesaria para generar resultados que pudieran ser comparables entre cada escenario y que permitiera exponer a cada uno de ellos su estrategia energética.

Entre el Comité Técnico, establecido por las instituciones convocantes, y los 6 escenaristas se desarrolló un intenso trabajo para elaborar los acuerdos para diseñar tres

etapas centrales del ejercicio: 1) las pautas técnicas y económicas de las diferentes fuentes energéticas a ser utilizados para los escenarios; 2) Las características del modelo que actuaría como simulación del sistema eléctrico; y 3) los parámetros que se utilizarían para evaluar los resultados.¹⁸

“Escenaristas” | Instituciones que desarrollaron sus escenarios

- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA)
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)
- Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME)
- Grupo Ambiente y Energía de la Facultad de Ingeniería de la UBA (GEA-UBA)
- Foro de Ecología Política (Los Verdes-FEP)
- Fundación Vida Silvestre (FVS)

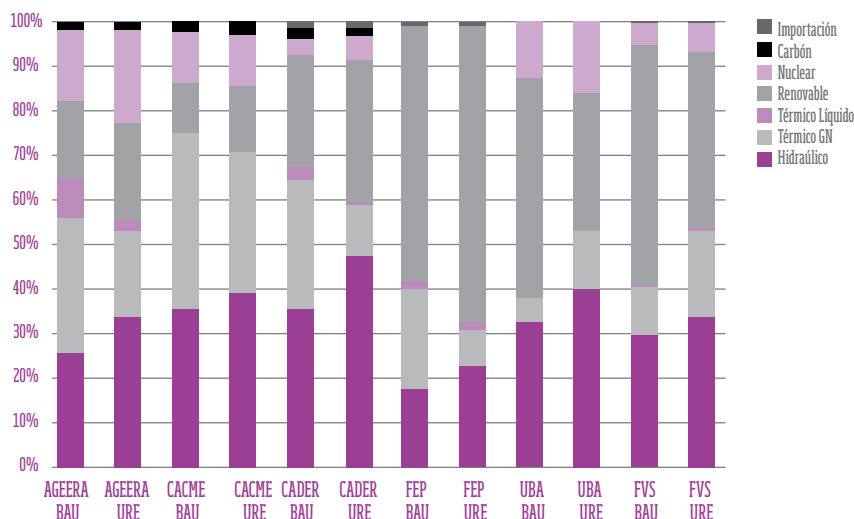
16. Durante el año 2011, la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN), el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la UBA y Fundación Avina, convocaron a un ejercicio de planteo y análisis de escenarios energéticos de mediano y largo plazo en Argentina. De esta forma se configuró la “Plataforma Escenarios Energéticos - Argentina 2030”.

17. Para mayor información sobre estos aspectos se puede consultar “Escenarios Energéticos Argentina 2011-2030. Metodología para la Elaboración y Evaluación de Escenarios Energéticos” en www.escenariosenergeticos.org

18. Ver en los anexos del “Informe de Síntesis. Aportes para un debate energético nacional” con las justificaciones presentadas por cada escenarista respecto a la viabilidad económica www.escenariosenergeticos.org

El resultado de cada escenario se refleja en el siguiente cuadro que nos muestra la composición de la matriz de generación en el año 2030 por cada escenario en sus dos versiones, BAU y URE. El escenario BAU (Business as Usual) cubre la demanda proyectada por la SE y el URE, una demanda que supone un alto grado de implementación de políticas de eficiencia energética.¹⁹

La diferente composición de la matriz de generación en el año 2030 refleja la diversidad de opciones tecnológicas adoptadas por cada uno de los escenaristas y responden a la visión y prioridades que cada uno de ellos asumió para su escenario. Todos los escenarios cumplen con los criterios básicos exigidos para el abastecimiento eléctrico simulado en el modelo y el adecuado respaldo en capacidad de generación.



PARTICIPACIÓN RENOVABLES 2030 (%)²⁰

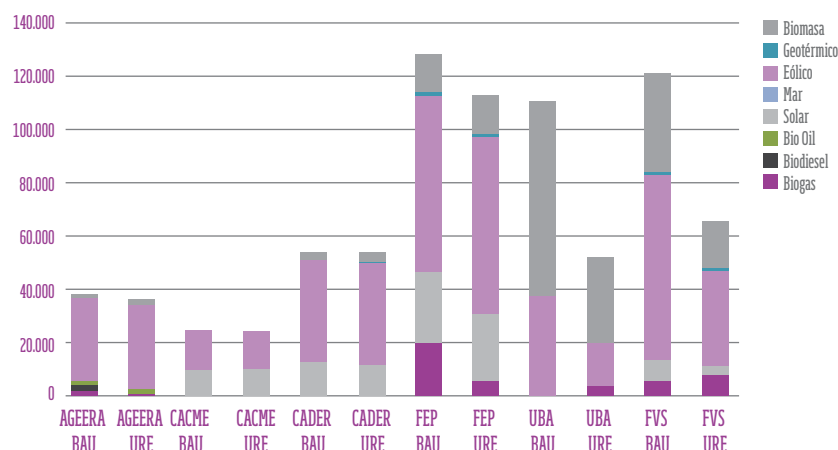
	Escenario BAU	Escenario URE
AGEERA	18%	22%
CACME	11%	15%
CADER	25%	32%
FEP	57%	67%
UBA	50%	31%
FVS	54%	39%

TODOS LOS ESCENARIOS DESARROLLADOS EN ESTE EJERCICIO TIENEN UNA PENETRACIÓN DE LAS RENOVABLES QUE ESTÁ BASTANTE POR ENCIMA DE LAS PROYECCIONES REALIZADAS POR LA SE, LA QUE APENAS SUPERABA EL 9% AL FINAL DEL PERÍODO (2030).

19. El escenario BAU, proyección "Business as Usual", supone crecimiento de la demanda de 3,4% a.a. La proyección "Uso Racional de la energía" (URE) asume una fuerte política de eficiencia energética, posee un crecimiento de la demanda de 1,9% a.a. La diferencia entre ambos o "ahorro" por eficiencia energética acumulada al 2030 es del 25%. Para tener un gráfico simplificado se agrupan las opciones renovables y se agrupan las térmicas por combustibles líquidos, gas o carbón.

20. Este porcentaje no contempla la generación hidroeléctrica mediante centrales de menos de 30 MW que en el cuadro quedó incorporado dentro de la componente hidráulica general. Esta subvaloración de la componente "renovables" hace que los porcentajes mostrados, para algunos escenarios, se incrementarían aún más.

El aporte en la generación (GWh) del conjunto de las renovables de cada uno de los escenarios evaluados es la siguiente:



Uno de los aspectos más interesantes ha sido ver el rol que cada uno de los escenarios le han otorgado a las diferentes tecnologías y combustibles renovables. Este ejercicio, nos ofrece una evaluación de factibilidad de las renovables para las próximas dos décadas en base a las diversas visiones allí representadas.

PORCENTAJE DE GENERACIÓN RENOVABLES | ESCENARIO BAU - AÑO 2030

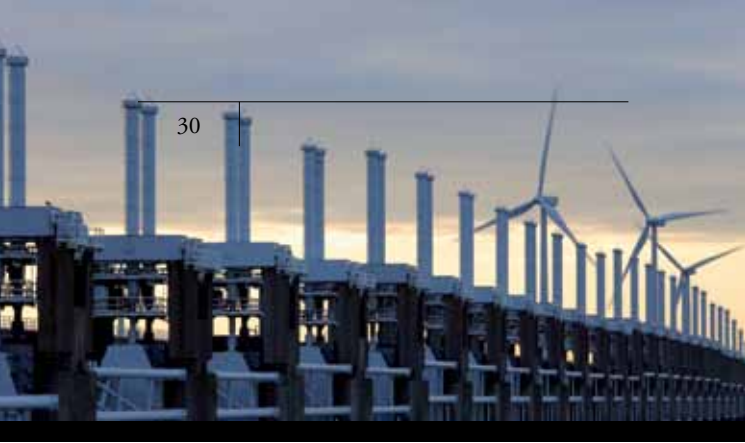
AGEERA	Eólica 15%	Biogas 1%	Biomasa 0,7%	Bio-oil 0,6%
CACME	Eólica 7%	Solar 4%	Biomasa 0,3%	Mareom 0%
CADER	Eólica 17%	Solar 5%	Biomasa 2%	Biodiesel 0%
FEP	Eólica 29%	Solar 12%	Biogas 9%	Biomasa 6%
UBA	Biomasa 33%	Eólica 17%	Geotermia 0,3%	Solar 0,1%
FVS	Eólica 31%	Biomasa 16%	Solar 3%	Biogas 3%

El promedio de participación en la generación de las principales tecnologías es: Eólica (19%); Biomasa (9,7%); Solar (4%); Biogas (2,2%); Geotérmica (0,25%); Biodiesel (0,15%); Bio-oil (0,1%); Mareomotriz (0,04%).

Para el caso de los Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH) no se dispone de la contribución en generación, aunque en nueva potencia instalada, los PAH sólo fueron significativos en el escenario de Los Verdes-FEP, con 2,1% de la nueva potencia instalada, y en el escenario de CADER, con 1,3% de la nueva potencia instalada. Esas instalaciones ubicarían en generación a los PAH entre las cuatro últimas opciones en el ranking de promedios.

También es posible ver que en los primeros años de los escenarios las mayores inversiones en renovables se realizan en energía eólica. Tomando como referencia el año 2016 en los escenarios BAU tenemos:

Escenario (BAU año 2016)	Eólica (MW)	Eólica dentro de renovables (%)	Segunda opción
AGEERA	1.985	98	30 MW fotov.
CACME	2.014	86	258 MW fotov.
CADER	1.826	74	362 MW fotov.
FEP	3.080	82	400 MW fotov.
UBA	1.900	51	1.800 MW biomasa
FVS	1.650	76	450 MW biomasa



El rol de la Eficiencia según la AIE: "4-for-2 °C Scenario"

Un escenario presentado en junio de este año por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y cuya premisa es colocar a las emisiones globales para el año 2020 en un sendero acorde al objetivo de mantener la suba de la temperatura global en no más de 2°C. En dicho escenario, la principal contribución en materia de reducción de emisiones lo hace la eficiencia energética con el 49% de la mitigación. El "4-for-2 °C Scenario" de la AIE, propone instrumentar cuatro estrategias que pueden aplicarse en el corto plazo sin un costo económico neto y cumplir con el objetivo climático.¹

1. "Redraw the Energy-Climate Map. World Energy Outlook Special Report", IEA, 10 de junio de 2013.

La importancia de la Eficiencia Energética

El escenario energético desarrollado por la Secretaría de Energía y el conjunto de escenarios presentados en el ejercicio de la "Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030" muestran la diversidad de visiones y opciones existentes a la hora de cubrir la demanda hacia el año 2030. Como se puede

ver, se trata de un desafío que requiere cumplir objetivos de reducción de la dependencia de combustibles escasos y caros y, al mismo tiempo, cumplir metas significativas en materia de reducción de emisiones.

En los últimos años se le ha ido otorgando a la eficiencia energética un énfasis cada vez mayor, ocupando un rol protagónico en la casi totalidad de los escenarios energéticos actuales más relevantes.

apreciar, no existe una única mirada válida sino, por el contrario, existen múltiples alternativas que representan diferentes prioridades y opciones tecnológicas, económicas, sociales y ambientales.

Sin embargo, todos los escenarios presentan importantes co-beneficios en términos de seguridad, de ahorro económico, de optimización de inversiones y de reducción de emisiones al incentivar la eficiencia energética. Ello fundamenta que el uso inteligente de la energía, no su carencia, debe ser la filosofía básica en una futura política energética sostenible.

En este contexto debemos resaltar el rol que le cabe a la eficiencia energética a la hora de diseñar escenarios que procu-

Existen inmensos potenciales de ahorro energético en los principales sectores: industria, transporte y doméstico/comercial. El uso eficiente de la energía involucra un conjunto de acciones que tienen como objetivo el empleo de menores cantidades de energía para la obtención de un servicio energético (calor, transporte, conservación de alimentos, iluminación, etc.)

Podemos clasificarlas en:

- a) Empleo de **tecnologías eficientes**, sistemas de control y/o modos de uso que reduzcan la cantidad de energía utilizada.
- b) **Diseño óptimo y buenas prácticas** en la operación y mantenimiento de las instalaciones energéticas.

La eficiencia, pilar para la “Revolución energética”

Otro buen ejemplo del rol protagónico que se le asigna a las medidas de eficiencia energética lo tenemos con el escenario desarrollado conjuntamente por Greenpeace, la EREC (European Renewable Energy Council) y la GWEC (Global Wind Energy Council). Este desarrollo señala que, asumiendo premisas convencionales de evolución del crecimiento económico y demográfico, la demanda primaria global energética para el año 2050 puede reducirse en un 40% en base a medidas de eficiencia energética y llegando a cubrir con renovables el 82% de esa demanda.

“Energy [r]evolution. A Sustainable World Energy Outlook (4th edition 2012 world energy scenario)”, Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Global Wind Energy Council (GWEC). Junio 2012.

c) Cambios de actitudes a partir de la **concientización y la educación** que conduzcan a que los usuarios empleen la energía más apropiadamente y no la derrochen.

Las opciones más importantes de ahorro energético son: la mejora en el aislamiento térmico y el diseño de edificios, el uso de maquinaria y motores eléctricos altamente eficientes, el reemplazo de los sistemas de calefacción convencionales por la generación de calor mediante fuentes renovables (como colectores solares) y una reducción del consumo energético de vehículos utilizados para el transporte público y de mercaderías.

Si procuramos construir un futuro energético que establezca sus emisiones y sea más equitativo en el acceso a los recursos energéticos, es imprescindible recortar los actuales derroches y permitir una distribución del suministro más justa, empleándolo eficientemente.

En el ejercicio “Escenarios Energéticos 2030” se pudo comprobar que todos los escenarios mejoran su performance general (técnica, económica y ambiental) cuando deben asistir a la demanda URE, que supone una fuerte componente en uso eficiente de la energía. Las diferencias entre los resultados de los escenarios BAU (demanda convencional) y el URE son altamente relevantes e inciden prácticamente en todos los indicadores formulados con particular énfasis en lo relativo a los costos de inversión y costos medios totales al 2030.

Una actitud proactiva en la promoción de la eficiencia energética será altamente beneficiosa para el país e incrementará la productividad del “capital intensivo”, siendo el insumo que más incide en este sector.

Ello requiere una combinación de factores: una necesaria revisión de aquellos mecanismos que generan un desincentivo a la eficiencia energética, una consistente planificación, el fortalecimiento institucional del área de eficiencia energética, el desarrollo de un marco regulatorio correspondiente y un cierto nivel de inversión, no solo en lo referido al cambio tecnológico, sino también en aspectos de comunicación, educación y mecanismos de incentivos para que gradualmente pueda reemplazarse el presupuesto público destinado a subsidiar el consumo por la implementación de tecnología que incrementa los niveles de eficiencia, preservando los esquemas de subsidio para aquellos sectores de la población que realmente lo necesitan.

La **demanda primaria global energética** para el año 2050 puede reducirse en un

40%

Generación renovable del lado de la demanda

La aplicación de las energías renovables de forma distribuida, generando energía en el mismo sitio donde se utiliza -del lado de la demanda- es un campo inmenso que aún no se ha explorado en nuestro país. Es en aplicaciones hogareñas o en edificios corporativos donde la energía solar fotovoltaica, por ejemplo, tiene un potencial inmenso y puede desarrollarse rápidamente. La generación solar y eólica a baja escala, lo que suele denominarse microgeneración, tiene aquí un nicho muy interesante, entre otras cosas, porque compite con el precio final de la energía, el precio que paga el usuario final, lo que facilita su amortización y una más rápida implantación.

No existen inconvenientes técnicos ni se requieren modificaciones estructurales en las redes eléctricas para comenzar a integrar generación distribuida desde los usuarios. En la Argentina existen desde hace más de 10 años experiencias puntuales de instalaciones fotovoltaicas integradas a la red, pero al no estar permitidas dentro del marco regulatorio actual ni, muchos menos, contar con un régimen de promoción, no se ha pasado de la etapa demostrativa.²¹

La energía fotovoltaica y la eólica de baja escala ya son económicamente competitivas en múltiples aplicaciones en sitios donde el suministro eléctrico (red pública) no llega. Así muchos hogares, escuelas, hospitales, puestos de servicios públicos, etc. cuentan con un suministro de electricidad gracias a estas fuentes. Pero éstas también tienen un rol valioso y económicamente conveniente generando para los usuarios de los servicios de distribución eléctrica. La energía fotovoltaica, por ejemplo, puede ser utilizada en las ciuda-

des convirtiendo directamente su energía a corriente alterna para el consumo de los usuarios y volcando los excedentes producidos a la red pública. De ese modo el propietario tendría un medidor bidireccional que contará su consumo y descontará lo aportado por sus paneles a la red general. Esto ya ocurre en muchos países. La energía solar puede así ser masivamente introducida en las ciudades de modo tal que muchos techos y espacios urbanos actúen como auténticos generadores.²²

La generación distribuida permite aprovechar el potencial de las fuentes renovables a baja escala disminuyendo la demanda de generación desde los grandes centros de producción (centrales térmicas, hidroeléctricas, etc.) y, al mismo tiempo, hace más eficiente al sistema de distribución equilibrando demandas y disminuyendo las pérdidas de energía por transmisión a través de las redes a grandes distancias. La generación renovable del lado de la demanda está íntimamente ligada a una política de uso racional de la energía y es parte esencial a la hora de diseñar un futuro energético con gran integración de renovables.

Aunque existen diferencias regionales y estacionales muy significativas, en la mayor parte del territorio nacional se recibe una insolación muy importante y favorable para el uso de energía solar. La zona centro del país posee una insolación de unos 1.600 kWh/m²/año que es un excelente recurso, comparable con las regiones más insoladas de Europa y donde mayor potencia solar instalada se encuentra. Hacia el norte del país las condiciones son aún más atractivas para el uso

de esta fuente de energía. Todo el territorio nacional posee buenas condiciones para aprovechamientos de micro-generación tanto eólica como solar.

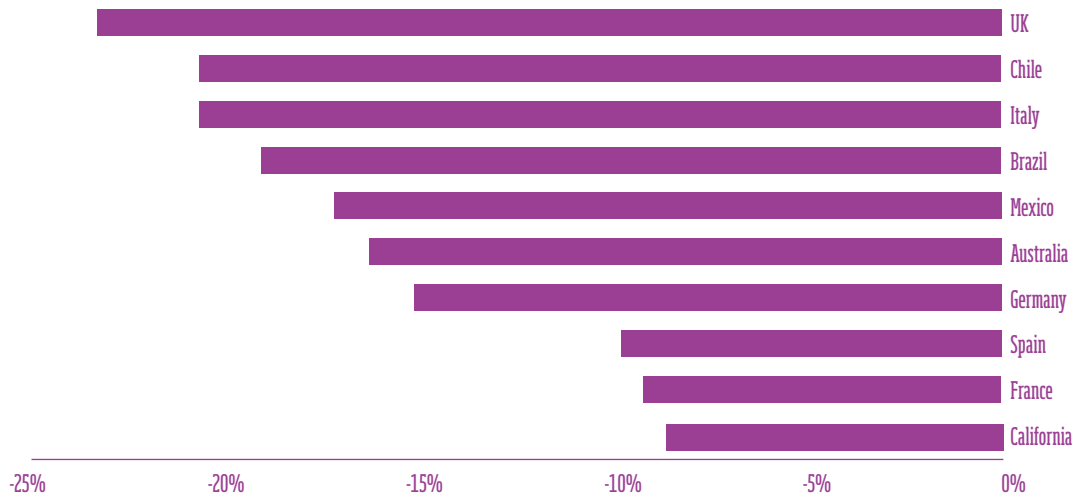
La solar fotovoltaica se aproxima cada vez más a precios competitivos con la electricidad de la red. Los resultados de la segunda edición del estudio "PV Grid Parity Monitor" para el sector residencial, muestran que la paridad de red fotovoltaica (momento en que el costo de generar electricidad fotovoltaica es igual al costo de la electricidad de la red) ha avanzado para el segmento residencial en varias de las ciudades analizadas en su último informe, principalmente gracias a la disminución de los costos de instalación.²³

21. Existe una instalación fotovoltaica funcionando integrada a la red de la distribuidora Edenor en las oficinas de Capital Federal de Greenpeace Argentina desde el año 2001. Este sistema de 1,66 kWp cuenta con un permiso especial del ENRE y la distribuidora. En el marco del Proyecto IRESUD se han puesto recientemente en funcionamiento tres instalaciones fotovoltaicas integradas a la red: Centro Atómico Constituyentes, edificio Tandar: Terraza (3 kWp) y Pérgola (4,6 kWp) y en la Asociación Argentina de Amigos de la Astronomía, Observatorio de Bs. As., Parque Centenario (3 kWp).

22. Ver en Anexo 1: "La urgente transición hacia las renovables". Allí se puede ver la dinámica que poseen el rubro de la energía fotovoltaica integrada a la red desde los usuarios (rooftop PV).

23. "PV Grid Parity Monitor. Residential Sector, 2nd issue", Mayo 2013, Eclareon S.L. El observatorio de la paridad de red (GPM, por sus siglas en inglés) analiza la competitividad de la tecnología fotovoltaica con respecto al precio de la electricidad de la red para consumidores residenciales y evalúa la regulación de auto-consumo de 19 ciudades, ampliando en esta segunda edición, su radio de análisis a 10 países: Alemania, Francia, Italia, España, Reino Unido, Australia, EE.UU. (California), Brasil, Chile y México.

EVOLUCIÓN DEL COSTO DE LA ELECTRICIDAD FV* PARA CONSUMIDORES RESIDENCIALES desde el 2° semestre 2012 al 1° semestre 2013



El mencionado estudio pone de manifiesto que en el segmento residencial la tecnología fotovoltaica ya es competitiva frente a los precios minoristas de electricidad en muchas ciudades (por ejemplo en Sidney, Australia, en México D.F., en las ciudades de Roma o Palermo, en Italia, en Madrid, España, o en algunas regiones de Chile).

Para que el mercado de las renovables de uso residencial pueda desarrollarse, es necesario reducir las barreras administrativas y crear o mejorar los mecanismos regulatorios, por ejemplo las regulaciones de "net-metering", para permitir así a los "auto-consumidores" volcar a la red su excedente de energía en condiciones atractivas. En el caso de nuestro país, los bajos precios de la electricidad residencial nos alejan de los precios de paridad, pero mediante incentivos apropiados, esa brecha puede acortarse.²⁴

Un paso que puede ser muy significativo en este campo es la conformación en el 2011 de la iniciativa llamada IRESUD que procura generar una base de experiencia en relación con la interconexión a la red eléctrica de sistemas solares fotovoltaicos distribuidos, contemplando tanto cuestiones técnicas, económicas, legales y regulatorias. La iniciativa está conformada por dos organismos públicos, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), y 5 empresas privadas.²⁵

Las renovables a baja escala tienen un rol muy importante no sólo produciendo electricidad en los propios domicilios de los consumidores. También la solar térmica (colectores solares) tiene un rol significativo generando calor para sistemas de calefacción/refrigeración y calentamiento de agua por medio de calefones solares. Esta opción es una herramienta muy poderosa para disminuir demanda energética, por ejemplo, desplazando consumo de gas. Estos sistemas son ya competitivos y permitirían ahorros económicos muy importantes, particularmente, para los usuarios que consumen gas envasado, más caro que el distribuido por red.

La expansión de la solar térmica tiene el doble beneficio de generar ahorros de un suministro crítico como el caso del gas y tener, al mismo tiempo, un impacto social importante al permitir ahorros económicos en la población con menos recursos que hoy utiliza garrafas para el calentamiento de agua. Sin embargo es muy baja su implantación a pesar del excelente recurso solar disponible. Se estima unos 50.000 m² de sistemas solares térmicos en operación en la Argentina, mientras Brasil contaba ya con cerca de 4.500.000 m² a finales de 2011. Esta asimetría se debe básicamente a la ausencia de una política de promoción de la tecnología solar térmica y al bajo costo relativo de la energía, debido a los importantes subsidios aplicados a la demanda.

La solar térmica permitiría disminuir la demanda eléctrica y de gas domiciliar y debería ser parte de una política de implantación de las energías renovables en el lado de la demanda, del lado de los consumidores. Se estima que por cada 1.500 m² de solar térmico operando se produce un ahorro energético equivalente a 1,6 GWh por año. Estimando una proyección potencial de 6.000.000 m² (0,15 m²/hab.) eso representaría un ahorro de 6.400 GWh al año, un 5,3% de la demanda total del Mercado Eléctrico. Un valor comparable a la energía generada por las plantas nucleares.²⁶

24. Existe un Proyecto de Ley en el Congreso Nacional (Expediente: 5589-D-2011) que establece que "El Poder Ejecutivo nacional, a través de la Secretaría de Energía de la Nación y a través de los diferentes entes regulatorios eléctricos, deberán generar los instrumentos legales y técnicos apropiados para que todos los usuarios de servicios de distribución eléctrica puedan ser generadores de energía eléctrica en base a fuentes renovables y puedan volcar esa energía a dicha red. Estos instrumentos deben estar en plena vigencia en todas las jurisdicciones provinciales para el 31 de diciembre de 2020. En las jurisdicciones que corresponde al Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE) estas normas deben estar en plena vigencia al 31 de diciembre de 2015."

25. El proyecto IRESUD es parcialmente subsidiado con Fondos Argentinos Sectoriales (FONARSEC) a través de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCYT) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCYT). Además de sus participantes directos, cuenta con el apoyo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), la Secretaría de Energía de la Nación y las Secretarías de Energía de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de las provincias de Corrientes, Entre Ríos y Santa Fe.

26. Las estimaciones del potencial y equivalencia energética tomadas de "Fortalecimiento del Sector Solar Térmico. Oportunidad de Desarrollo Nacional", presentación INTI-Gerencia de Proyectos Especiales, Expo Solar Argentina, Buenos Aires, 12/07/2013.

energías renovables en el sistema eléctrico argentino

En Argentina las nuevas tecnologías de energías renovables cuentan desde hace poco tiempo con marcos jurídicos de apoyo y promoción. Un caso destacable es la Ley 26.093 (2006) que dispuso de una serie de medidas de promoción para los denominados "biocombustibles" y estableció para el año 2010 la meta del 5% de corte para la nafta y el gasoil utilizado en el transporte. Se trató de una situación muy particular ya que el sector exportador de oleaginosas, básicamente soja, tenía la capacidad de desarrollar rápidamente instalaciones para producir biodiesel y un existía un mercado externo que comenzaba a demandar ese producto. El régimen de promoción y las metas nacionales acompañaron un desarrollo que el mercado estaba impulsando por sí mismo.

Si bien en la actualidad este sector atraviesa una crisis debido a, por un lado, algunas medidas contradictorias adoptadas por el gobierno nacional y, por otro, a la aparición de restricciones en el mercado externo, podemos decir que el sector ha madurado rápidamente en los llamados "biocombustibles de primera generación" en base a cultivos energéticos.

Una situación totalmente diferente ocurre con las nuevas renovables en el sector eléctrico. La incorporación de las energías renovables en el sistema eléctrico ha sido una promesa que se ha demorado desde hace muchos años sin que se haya logrado la maduración esperada. Las grandes expectativas, no sólo en los ámbitos especializados, en relación a las renovables se

justifica, entre otras razones, por el enorme recurso con el que cuenta Argentina, por ejemplo, en materia eólica y solar.

Expectativas en el desarrollo eólico y Ley 25.019

El gran potencial eólico que presenta el territorio nacional ha generado enormes expectativas desde hace mucho tiempo. Particularmente, a partir del desarrollo a nivel internacional de la moderna tecnología de aerogeneradores. Las expectativas que despierta el potencial del desarrollo eólico local motivaron las primeras medidas en materia de promoción de renovables en el sistema eléctrico.²⁷

Del Mapa del Potencial Eólico Argentino surge que toda la Patagonia, gran parte del área Pampeana y Cuyo poseen condiciones óptimas para emprendimientos eólicos. Aproximadamente el 70% del territorio nacional es cubierto por vientos que permiten un muy buen aprovechamiento para producir energía. Argentina posee uno de los mayores potenciales eólicos del planeta. La Patagonia presenta una constancia y potencia de vientos que lo hacen único en el mundo en sitios continentales. En otros lugares del planeta, esas mismas condiciones se encuentran sólo en instalaciones marinas (off shore).

El potencial eólico de la Argentina, en términos teóricos, supera los 2.000 GW, unas 67 veces la actual capacidad total instalada sumando todas las fuentes (térmica, hidráulica, nuclear, etc.). Según diversas evaluaciones se trataría del mayor potencial

27. Una de las primeras evaluaciones del potencial eólico de la Patagonia lo realizó el Dr. Vicente Barros para el Centro Regional de Energía Eólica (CREE) en 1985 estimando ese potencial en esa área de unos 500.000 MW.





“on shore” del planeta. Estas cifras despiertan un enorme interés por el desarrollo eólico del país. Pero también generan asombro por el muy pobre aprovechamiento que se ha hecho hasta ahora del mismo.

En base a la información del Mapa Eólico Argentino se ha elaborado la siguiente tabla del potencial eólico total, tomando áreas que representan velocidades medias anuales mayores o iguales a 6 m/s a una altura de 50 metros sobre el nivel del suelo. Puede verse que el potencial de generación anual es de 6.000 TWh, unas 50 veces el consumo eléctrico total actual.²⁸

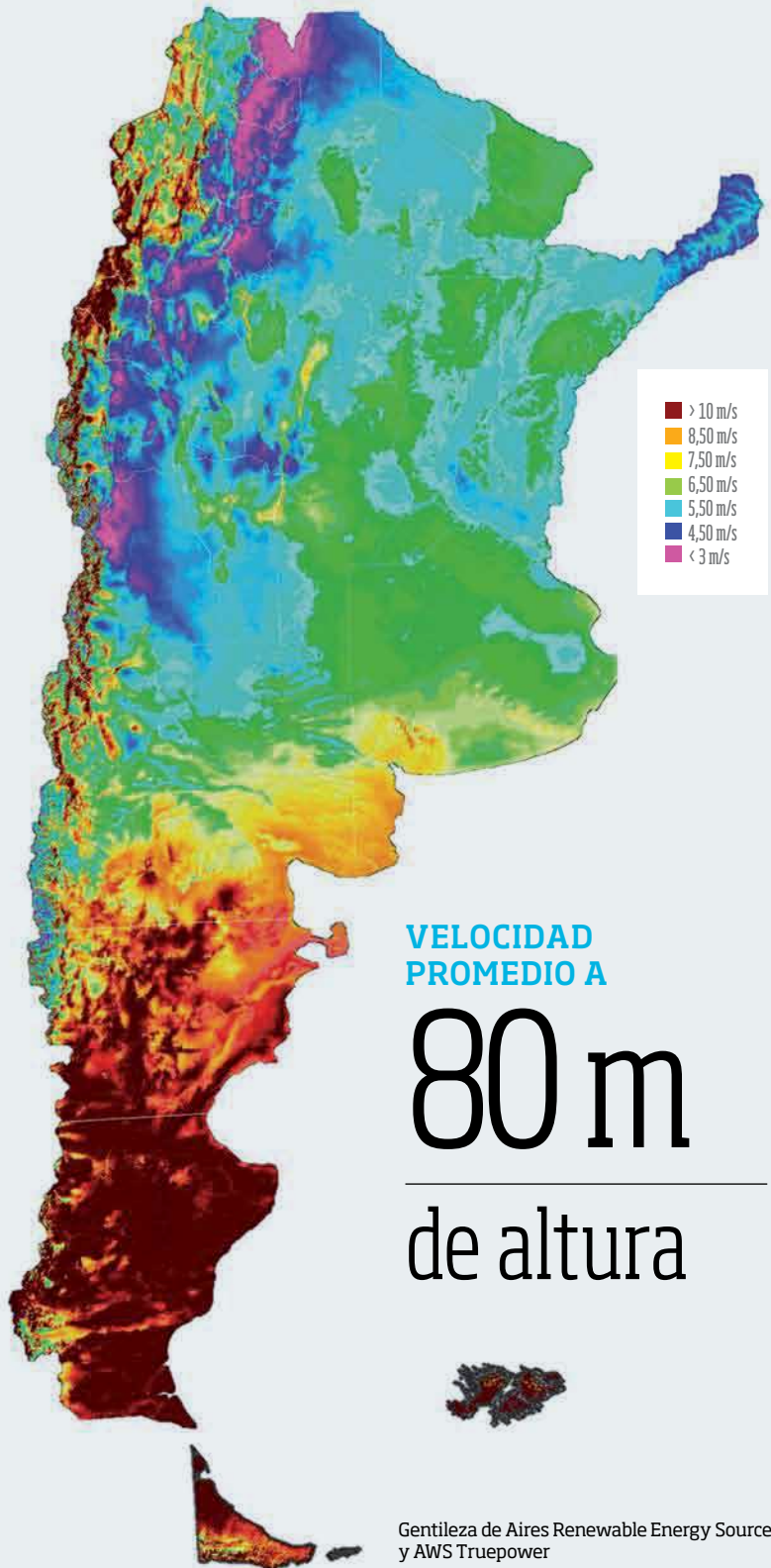
En la Patagonia encontramos un rango de vientos de 9 m/s a 12 m/s y el Factor de capacidad en muchos sitios supera el 45%. Pero la riqueza de los vientos también se da en otras regiones. Existen importantes áreas en la Provincia de Buenos Aires, Córdoba, San Luis, San Juan y La Rioja donde se obtiene un factor de capacidad entre el 35% y el 40%.²⁹

Intervalo de Velocidad Media Anual m/s	Área Disponible Km ²	Potencia Instalable GW	Factor de Capacidad Estimado %	Energía Anual Estimada TWh/Año
6 - 6.5	146.788	294	20%	499
6.5 - 7	174.222	348	22%	640
7 - 7.5	149.924	300	26%	650
7.5 - 8	121.573	243	29%	608
8 - 8.5	130.459	261	33%	736
8.5 - 9	95.972	192	37%	601
9 - 9.5	60.169	120	40%	412
9.5 - 10	47.071	94	43%	348
10 - 10.5	53.874	108	46%	424
10.5 - 11	63.000	126	49%	523
11 - 11.5	38.431	77	51%	334
11.5 - 12	18.975	38	53%	171
12 - 12.5	9.048	18	55%	84
> 12.5	6.025	12	56%	57
TOTAL	1.115.530	2.231		6.086

28. “Atlas Eólico de Argentina - Potencia Eolo Eléctrica Estimada”, CREE, 2007. Usualmente la velocidad del viento se mide en metros por segundo (m/s). La velocidad del viento que permite a las turbinas eólicas comenzar a generar está entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h).

29. Factor de Capacidad (FC): Es la relación entre la energía generada (E) por un aerogenerador, o parque eólico, durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal (Pn). En general, el factor de capacidad se calcula para un período de un año (8.760 horas), aunque puede ser calculado para cualquier otro período. En base a la anterior definición, el factor de capacidad se expresa por la relación siguiente: $FC = E / P_n \times 8.760$

VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO ESTIMADA A 80M



En base a un incipiente desarrollo de inversiones en generadores eólicos durante los años 90, particularmente a través de Cooperativas Eléctricas, se generaron una serie de iniciativas para establecer un primer régimen de promoción a la energía eólica y encuadrar dicha tecnología dentro del marco regulatorio eléctrico. Así es que, en 1998 se aprueba la Ley Nacional 25.019, que estableció por primera vez un régimen de apoyo a la energía eólica y solar para su integración al mercado eléctrico. La iniciativa tuvo la vocación de abrir el mercado eléctrico a la energía eólica y sus mecanismos de promoción se diseñaron en base a esa tecnología.³⁰

Sin embargo, la potencialidad de la norma, se diluyó como consecuencia de la lentitud en la aplicación de la misma. Fue reglamentada a fines de 1999, un año después, y la demora en varias resoluciones técnicas de la Secretaría de Energía retrasó su aplicación hasta el 2001, en ese momento, con la economía nacional en pleno proceso recesivo y una paralización generalizada de las inversiones.

En el final de esa crisis económica se produjo una devaluación muy importante (salida de la convertibilidad) lo que dejó prácticamente sin efecto la principal herramienta de promoción de la Ley 25.019: el pago de \$ 0,01 por cada kWh volcado a redes de distribución de energía. Ese incentivo de un centavo se correspondía a un centavo de dólar por kWh cuando la norma fue aprobada. Dicho incentivo tenía un impacto significativo, al menos para los proyectos más competitivos.³¹

Debieron pasar algunos años a la espera de una recuperación de la economía nacional para que se volviera a discutir cómo actualizar un régimen de promoción de las energías renovables y evaluar una meta de desarrollo.

Recién en 2002, como resultado de un proceso global surgido en la Cumbre de Johannesburgo de ese año, se planteó el desafío de evaluar la adopción de una meta de inserción de energías renovables y en el año 2004 Argentina explicitó la meta voluntaria del 8% de electricidad en base a energías renovables en un plazo de 10 años. Ello inspiró el objetivo que se plasmó en la Ley Nacional 26.190 (2006), hoy en vigencia.³²

Ley 26.190

Esta Ley es el principal instrumento vigente en relación a la promoción de las fuentes renovables en el sistema eléctrico y tuvo tres grandes objetivos:

- Actualizar el régimen de promoción que se había establecido por Ley 25.019 (1998).
- Extender ese régimen a otras fuentes renovables, más allá de la eólica y la solar.
- Establecer una meta legalmente vinculante en la integración de estas fuentes en el sistema eléctrico nacional.

La norma se aprobó hacia fines de 2006 y recién fue reglamentada en mayo de 2009.

La meta que adoptó la Ley en su **Artículo 2**, "lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional", resulta apropiada. Se trata de una meta factible para ser concretada en un plazo de diez años y, al mismo tiempo, supone un crecimiento muy significativo de las renovables. Con financiación esta meta es loguable aún desde la baja potencia instalada a 2013, ya que hay numerosos proyectos ya desarrollados. Diversas organizaciones sociales demandaban por esos años la adopción de metas en ese orden de magnitud. Una meta de desarrollo debe ser factible pero, al mismo tiempo, debe re-

30. La norma fue aprobada en septiembre de 1998, vetada parcialmente por el Presidente Carlos Menem, veto que el Congreso rechazó confirmando los artículos observados. Se publicó definitivamente en el B.O. el 7/12/98.

31. Se puede ver el texto completo de la Ley 25.019 en el sitio www.infoleg.gov.ar.

32. La primera vez que la Argentina explicitó un compromiso voluntario en materia de generación eléctrica en base a renovables fue en junio de 2004 en el marco de la "International Conference for Renewable Energies", en Alemania. Esa conferencia surgió como resultado de una convocatoria realizada por una coalición de países que se conoció como Johannesburg Renewable Energy Coalition (JREC) iniciada en la Cumbre de Johannesburgo (2002).

33. "Energía Eólica: 3000 MW en el 2013. Desarrollo, Empleos y Energía Limpia", Greenpeace Argentina, Marzo 2004. "Organizaciones Ciudadanas de América Latina en Bonn - Declaración de Bonn", 31 de Mayo, 2004.

presentar un desafío para el sector público y privado para modificar conductas y tendencias.³³

En la reglamentación del **Artículo 2** se establece que se tomará como base para el cálculo del porcentaje de cumplimiento de la ley el "Informe del Sector Eléctrico" que publica anualmente la Secretaría de Energía. **Sin embargo, dicho informe aún no incluye esa información de modo explícito.**³⁴

Otro elemento importante de la ley es la definición de cuáles son las tecnologías consideradas "renovables". La definición adoptada en su **Artículo 4** es lo suficientemente amplia como para incluir una gama muy importante de tecnologías pero al mismo tiempo excluye aquellas que resultaban más conflictivas, adoptando un criterio muy similar al adoptado en las negociaciones de cambio climático en la aplicación de los mecanismos del Protocolo de Kyoto.

Los mecanismos de promoción, continuando con los lineamientos de la Ley 25.019, se basan en dos principales herramientas: a) alivios y diferimientos impositivos; y b)

pago de un incentivo por kWh para mejorar la competitividad de la energía renovable. Sin embargo aquí existe una diferencia importante. Mientras la ley 25.019 planteaba un mecanismo sencillo para el pago de la remuneración, la que estaba fijada en 0,010 \$/kWh para todos los proyectos que cumplían los requisitos exigidos, en la nueva norma, en su **Artículo 14, se colocan sólo valores máximos.**

El valor definitivo de la Remuneración Adicional, por la reglamentación del **Artículo 14**, dependerá de una normativa que definirá los criterios para su valoración que incluirá tres componentes: a) Contribución a la Sustitución de Combustibles (50%); b) Contribución por la participación de la industria nacional y oportunidades, de creación de empleo (40%); y c) Contribución por la rápida puesta en marcha de los proyectos (10%). **Estos criterios para cuantificar el valor definitivo de la remuneración es un cambio de criterio respecto del utilizado en la Ley 25.019. Es un mecanismo más complejo y deja márgenes para decisiones discrecionales.**

Fuentes Renovables según Ley 26.190	Remuneración Adicional (hasta)
Eólica	0,015 \$/kWh
Solar (fotovoltaica)	0,9 \$/kWh
Geotérmica	0,015 \$/kWh
Mareomotriz	0,015 \$/kWh
Hidráulica (< 30 MW)	0,015 \$/kWh
Biomasa	0,015 \$/kWh
Gases de Vertederos	0,015 \$/kWh
Gases de Plantas de Depuración	0,015 \$/kWh
Biogás	0,015 \$/kWh

34. Reglamentación de la Ley 26.190, Decreto 562/2009, puede consultarse en el sitio www.infoleg.gov.ar. El "Informe Anual 2012" de CAMMESA contiene un cálculo del porcentaje de renovables.

Otro problema que aparece en el Artículo 14 de la ley es que la generación eléctrica en base a centrales solares térmicas quedó sin Remuneración Adicional asignada.

Un aspecto importante en relación a este punto es que los nuevos valores de la Remuneración Asignada para las distintas fuentes pretendían subsanar la desactualización de la Ley 25.019 y establecer un mecanismo permanente de actualización de los mismos. Establecer en 1,5 centavos por kWh lo que antes era 1 centavo significó, desde el arranque, una devaluación de la remuneración. En 1998 el centavo representaba un 40% del precio estacional de la energía. **Al adoptarse partir de 1,5 centavos se adoptó un valor devaluado del "centavo" original.**³⁵

En 2005 se estableció el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) por Ley 25.957. Se adoptó así, en la Ley 26.190 (Artículo 14), el CAT como referencia para la actualización automática de valor del Fondo Fiduciario y las Remuneraciones. Sin embargo este factor (CAT) dejó de ser actualizado en el mismo año 2005.³⁶

De todos modos, al no haberse puesto en vigencia el Fondo Fiduciario de Energías Renovables por medio del cual se pagan las Remuneraciones Adicionales, nunca se establecieron esos criterios para fijar el valor definitivo de las mismas y tampoco se actualizaron los valores máximos.

Otro elemento importante es que en el **Artículo 6** de la Ley como en su reglamentación se hace referencia al desarrollo de un "Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables" el que se debe desarrollar a través del Consejo Federal de

la Energía Eléctrica (CFEE). Dicho Programa **no se encuentra activo aún ni se encuentra mención alguna al mismo en el sitio web del CFEE.**

Por último, en los **Artículos 7, 8 y 9** se define el "Régimen de Inversiones" y quiénes serán sus beneficiarios. Si bien la reglamentación estableció que sería el CFEE el organismo donde debían iniciarse los trámites para gozar de tales beneficios, tal procedimiento se estableció en mayo de 2011 para que se inicien a través de la Secretaría de Energía.³⁷

En síntesis, varias de las medidas vinculadas a los mecanismos de promoción no se han puesto en marcha. Estos mecanismos son: el pago y actualización de las Remuneraciones Adicionales, el Fondo Fiduciario de Energías Renovables y el Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables. El Régimen de Inversiones fue establecido en el 2011.

De todos modos, si bien es necesario que los mecanismos de promoción de la ley estén plenamente en vigencia, debe advertirse que dada la actual estructura de precios dentro del sistema eléctrico, el sistema de remuneraciones adicionales no resultará suficiente para impulsar el desarrollo de las renovables.

La ley establece la meta de que el 8% de la energía eléctrica en 2016 sea de fuentes renovables, pero no establece una obligación de cumplimiento para un sujeto determinado. A través de la reglamentación de la ley o de normas complementarias, podría exigirse a los distintos actores del mercado eléctrico, incluida la demanda que se abastezcan de energía eléctrica de fuentes renovables en concordancia con la meta de

la ley, estableciendo penalidades en caso de incumplimiento.

La incorporación de generación de fuentes renovables disminuye los costos del sistema, eso debe transparentarse a los consumidores para desmitificar que las renovables son caras, pero a la vez traducirse en el sistema tarifario.

Por otra parte, así como se destinan fondos públicos a subsidiar el costo de combustibles importados utilizados para generar energía eléctrica, podría destinarse financiación del sector público para que CAMMESA pueda cumplir con la meta legal del 8% renovable.

35. Una versión preliminar del entonces proyecto de la que sería luego la Ley 26.190, lo colocaba en 30% del precio estacional. Al adoptarse partir de 1,5 centavos, se adoptó un valor aún menor que el 30% del precio estacional.

36. "El valor del Fondo como la remuneración establecida, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los periodos estacionales y contenido en la Ley 25.957" (Artículo 14, Ley 26.190).

37. Resolución Conjunta del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (572/2011 y 172/2011) del 2/5/2011, se puede ver en el sitio www.infoleg.gov.ar.

GENREN

La demora en la reglamentación de la Ley 26.190 y las dificultades que podían surgir de su decreto reglamentario quedaron rápidamente a un lado, ya que el Gobierno Nacional anunció de manera simultánea a dicha reglamentación, en mayo de 2009, el lanzamiento del Programa "GENREN". De este modo se abriría un llamado a licitación de proyectos de generación eléctrica en base a renovables orientado a dar cumplimiento a la meta del 8% al 2016 fijado por la Ley 26.190.

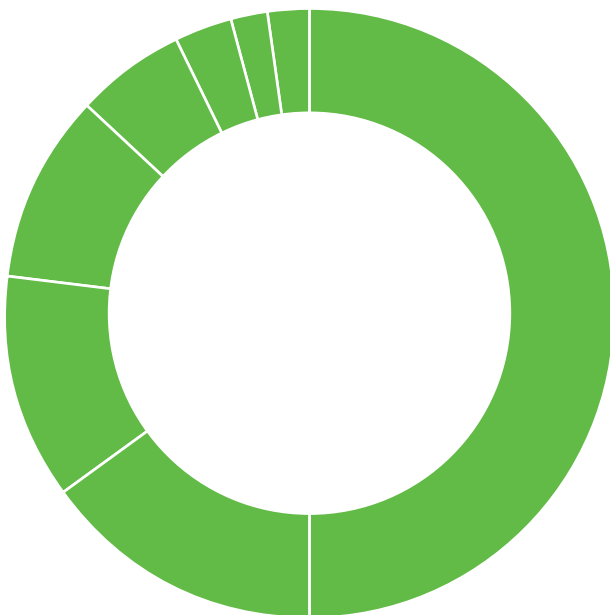
Una iniciativa como el GENREN era esperada con gran expectativa por todo el sector de las renovables ya que el Estado contrataría la compra de energía renovable a un precio pactado por un lapso de tiempo. Este modelo resultaba atractivo porque es el más apropiado para el actual

contexto en el que los precios del mercado eléctrico sufren de fuertes distorsiones y retrasos.

El GENREN sería implementado desde ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima) y licitaría la compra de energía eléctrica renovables por 1.000 (MW) aceptando ofertas con módulos de potencia de hasta 50 MW para ser instalados en todo el país. Los contratos tendrían 15 años de plazo y luego ENARSA vendería la energía al Mercado Eléctrico. Desde la Secretaría de Energía se estimó que el GENREN movilizaría inversiones por un monto total de US\$ 2.500 millones y que generaría unos 8.000 empleos.

El Programa se propuso contratar una potencia de unos 1.000 MW con la siguiente composición:

POTENCIA A CONTRATAR POR EL PROGRAMA GENREN (Secretaría de Energía de la Nación, Mayo 2009)



Eólica 500 Mw
 Biocombustibles 150 Mw
 Residuos Urbanos 120 Mw
 Bionasa 100 Mw
 Pequeñas Hidroeléctricas 60 Mw
 Geotermia 30 Mw
 Solar 20 Mw
 Biogas 20 Mw



La composición de los contratos que se proponía realizar ENARSA configuran una distribución adecuada por fuentes de renovables y una magnitud total

1.000 MW

que podría implicar un primer salto cuantitativo en la presencia de las renovables en el mercado.



La composición de los contratos que se proponía realizar ENARSA configuran una distribución adecuada por fuentes de renovables y una magnitud total (1.000 MW) que podría implicar un primer salto cuantitativo en la presencia de las renovables en el mercado.

Un punto controversial de esta propuesta es la aparición de "Residuos Urbanos" con una potencia de 120 MW. Esta componente permite suponer que se contemplarían en este rubro proyectos de incineración o valorización energética de los RSU (residuos sólidos urbanos) en sus variadas modalidades. Estas tecnologías no fueron incluidas en el listado de la Ley 26.190 y difícilmente puedan calificarse como fuentes "renovables".

Durante un poco más de un año se desarrolló el proceso licitatorio en el que ENARSA recibió ofertas por 1.436,5 MW, superándose en más del 40% la potencia solicitada. Este resultado es demostrativo del potencial existente, las expectativas generadas y la gran cantidad de desarrolladores de proyectos de renovables a la espera de condiciones favorables.

Los proyectos presentados provenían de una amplia distribución geográfica y en total, 22 empresas participaron a través de 51 proyectos, de los cuales 27 corres-

pondieron a Energía Eólica (1.182 MW), 7 a Térmicas con Biocombustible (155,4 MW), 7 a Energía Solar Fotovoltaica (22,2 MW), 5 a Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (10,6 MW), 3 a Biomasa (52,3 MW) y 2 a Biogás (14 MW).³⁸

Luego del análisis de los aspectos técnicos, institucionales, ambientales y empresarios por una Comisión Evaluadora, se realizó un orden de conveniencia económica que ponderó, el porcentaje de componente local de las propuestas (certificado por ADIMRA), los precios ofertados y el tiempo de habilitación de las centrales. Producto de este análisis, ENARSA determinó conveniente la adjudicación de un total de 895 MW de potencia distribuidos de acuerdo al siguiente detalle: "Eólica" 754 MW; "Térmica con Biocombustibles" 110,4 MW; "Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos" 10,6 MW; "Solar Fotovoltaica" 20 MW. Asimismo, se decidió relanzar procesos licitatorios para la provisión de energía eléctrica proveniente de los renglones correspondientes a Geotermia, Solar Térmica, Biogás y Residuos Sólidos Urbanos.³⁹

Los proyectos finalmente seleccionados tuvieron los siguientes rangos de precios por MWh de energía eléctrica entregados en el punto de conexión:

38. Se presentaron proyectos ubicados en las provincias de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Corrientes, Entre Ríos, Jujuy, Mendoza, Neuquén, Río Negro, San Juan, Santa Cruz y Santa Fe. Secretaría de Energía de la Nación, 2010.

39. Secretaría de Energía de la Nación, 2010. ADIMRA (Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina).

40. Con excepción de los contratos asignados a las Térmicas con Biocombustibles, los precios se mantienen fijos durante los 15 años de vigencia de los contratos. Para el caso de los biocombustibles los costos se colocaron en función del precio del aceite de soja.

Proyectos GENREN (cantidad)	Potencia Total (MW)	Rango de Precios (US\$/MWh) [promedio ponderado del conjunto]
Eólica (17)	754	121-134 [126,9]
Térmicos con Biocombustibles ⁴⁰ (4)	110,4	258-297 [287,6]
Pequeños Aprov. Hidroeléctricos (5)	10,6	150-180 [162,4]
Solar Fotovoltaica (6)	20	547-598 [571,6]

El GENREN funciona como un sistema “feed in tariff”, ya que a los generadores que integran este programa se les garantiza un precio de la energía que produzcan y vendan en el MEM. En el esquema del GENREN aparece también el Banco de Inversión y Comercio Exterior SA (BICE) en un rol clave, como administrador de las garantías de los proyectos. Para este objetivo se creó un fideicomiso administrado por el BICE que cubre el riesgo de potenciales incumplimientos de CAMMESA y de ENARSA.

Respecto del rango de valores de los proyectos aprobados por ENARSA se puede visualizar el nivel de competitividad que la energía eólica ya puede ofrecer. Esto, sumado al enorme potencial existente en nuestro país, motiva las enormes expectativas que se tienen en esta tecnología para el corto plazo, particularmente, para el cumplimiento de la meta del 8% al 2016.

De todos modos, esos valores presentan una brecha importante entre el precio que se le pagaría en el mercado spot, que ronda en 120 \$/MWh, que es el precio que recibiría cualquier generador eólico o solar que no se encuentre en el GENREN o algún otro esquema de precio fijo. Con ese valor de mercado se puede ver que las remuneraciones adicionales, aún en sus valores máximos previstos por la Ley 26.190, no están ni cerca de tornar competitivos a las renovables en base a los precios del mercado eléctrico mayorista. Esta es la razón por la cual la convocatoria en torno al GENREN despertó tan grandes expectativas.

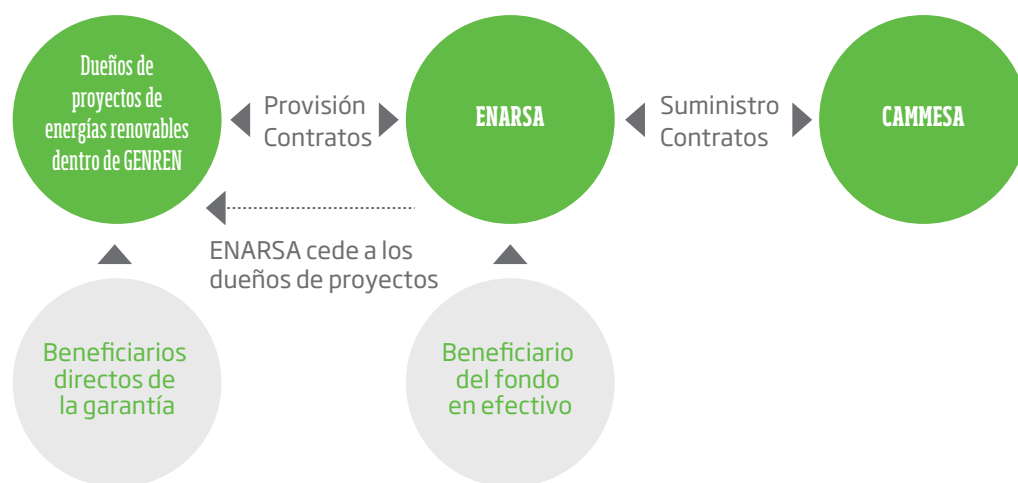
Resultados obtenidos con el GENREN hasta hoy

Desde la adjudicación en el año 2010 hasta ahora, la implementación de los proyectos ha sido muy baja. Según informa la propia ENARSA todos los proyectos adjudicados, cuentan con contratos de provisión y de abastecimiento MEM firmados y vigentes.

Los proyectos efectivamente ejecutados y que están generando es apenas el 15% de la potencia adjudicada y son:

Proyecto	Empresa	Potencia (MW)	Fecha ingreso al sistema
Rawson I (eólica)	Genneia S.A.	50	1/1/2012
Rawson II (eólica)	Genneia S.A.	30	20/1/2012
Cañada Honda I (solar)	Energías Sustentables S.A.	2	30/5/2012
Cañada Honda II (solar)	Energías Sustentables S.A.	3	30/5/2012
Luján de Cuyo (PAH)	Centrales Térmicas Mendoza S.A.	1	12/1/2013
Chimbera I (solar)	Generación Eólica S.A.	2	17/6/2013
Loma Blanca IV (eólica)	Isolux Corsán S.A.	51	30/7/2013

ESTRUCTURA DEL FIDEICOMISO GENREN⁴¹



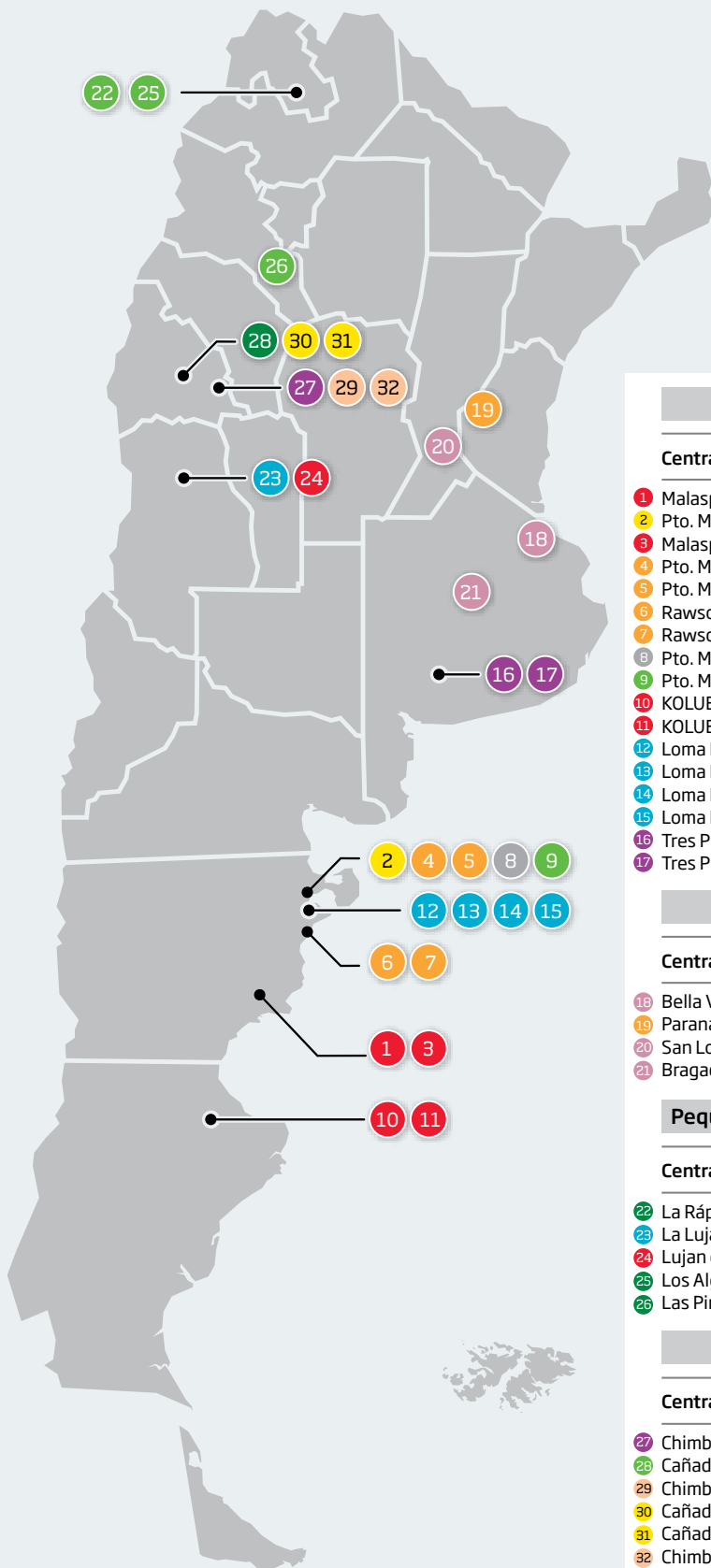
FIDEICOMISO

Incluye:

- Contribuciones mensuales de CAMMESA del 10% de sus obligaciones totales.
- Interés acumulado de contribuciones (en conjunto, el “Fondo en efectivo”).
- Garantía de US\$800 millones del Tesoro Nacional Argentino.

41. Gráfico extraído de “Estado de la industria argentina de energías renovables”, noviembre 2011, publicado por “Clean Energy”.

**PROGRAMA DE PROVISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE FUENTES RENOVABLES (GENREN)**



POTENCIA TOTAL

895 MW

Eólica - 754 MW

Central	Proponente	Potencia MW	
1	Malaspina I	IMPSPA	50,0
2	Pto. Madryn Oeste	Energías Sustentables S.A.	20,0
3	Malaspina II	IMPSPA	30,0
4	Pto. Madryn II	Emgasud Renovables S.A.	50,0
5	Pto. Madryn I	Emgasud Renovables S.A.	50,0
6	Rawson I	Emgasud Renovables S.A.	50,0
7	Rawson II	Emgasud Renovables S.A.	30,0
8	Pto. Madryn Sur	Patagonia Wind Energy S.A.	50,0
9	Pto. Madryn Norte	Internacional New Energies S.A.	50,0
10	KOLUJEL KAIKE I	IMPSPA	50,0
11	KOLUJEL KAIKE II	IMPSPA	25,0
12	Loma Blanca I	Isolux S.A.	50,0
13	Loma Blanca II	Isolux S.A.	50,0
14	Loma Blanca III	Isolux S.A.	50,0
15	Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50,0
16	Tres Picos I Básica	Sogesic S.A.	49,5
17	Tres Picos II Básica	Sogesic S.A.	49,5

Térmica con Biocombustibles - 110,4 MW

Central	Proponente	Potencia MW	
18	Bella Vista	Nor Aldyl S.A.	8,4
19	Paraná	Emgasud Renovables S.A.	34,0
20	San Lorenzo	Nor Aldyl S.A.	34,0
21	Bragado	Nor Aldyl S.A.	34,0

Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos - 10,6 MW

Central	Proponente	Potencia MW	
22	La Rápida	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	4,2
23	La Lujanita	SIRJ S.R.L.	1,7
24	Lujan de Cuyo	Centrales Térmicas Mendoza S.A.	1,0
25	Los Algarrobos	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	2,3
26	Las Pirquitas	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	1,4

Solar Fotovoltaica - 20 MW

Central	Proponente	Potencia MW	
27	Chimbera III	Nor Aldyl S.A.	5,0
28	Cañada Honda III	Internacional New Energies S.A.	5,0
29	Chimbera II	Generación Eólica S.A.	3,0
30	Cañada Honda II	Energías Sustentables S.A.	3,0
31	Cañada Honda I	Energías Sustentables S.A.	2,0
32	Chimbera I	Generación Eólica S.A.	2,0

Durante 2010 se abrió una licitación para plantas de biogás que no habían ingresado en el tramo de adjudicaciones iniciales. En base a esta licitación se adjudicaron dos proyectos que se desarrollaron en predios de la CEAMSE:

- Central San Martín Norte III-A (5,1 MW), generando a partir del 25/5/2012.
- Central San Miguel Norte III-C (11,5 MW), a partir del 5/10/2012.

Durante el año 2011 se realizó el concurso privado EE N° 01/2011 (biomasa) por el cual se adjudicaron, con fecha 27 de octubre de 2011, las ofertas presentadas por dos proyectos que actualmente ya cuentan con los respectivos contratos firmados.

- Fundación Parque Tecnológico Misiones SA: 1,5 MW
- Cooperativa Tabacalera Misiones: 6 MW

Posteriormente se realizó un segundo Concurso Privado N° EE 03/2011 (biomasa 2) cuya apertura de ofertas se realizó el

31/05/2012 en la que se presentaron 5 ofertas, (con un total de 6 proyectos presentados por 133 MW en total), según el siguiente detalle: Azucarera Juan M. Terán, Ingenio Refinería San Martín del Tabacal SRL, Compañía Eléctrica La Florida S.A., Fundación Parque Tecnológico Misiones (2 proyectos Aristóbulo del Valle I y II), y Fuentes Renovables de Energía S.A. Hasta la fecha no se ha avanzado en adjudicaciones.

Otros desarrollos recientes

BIOMASA

El estudio "Análisis del Balance de Energía derivada de Biomasa en Argentina. WISDOM Argentina" (2009) elaborado en cooperación con la FAO constituyó una importante contribución para una sistematización y geo-referenciación de la información disponible sobre la situación actual y potencial de la biomasa en el país para la generación de bioenergía, a partir de materias primas agrícolas, forestales o agroindustriales.

De acuerdo a los datos del Balance Energético Nacional (BEN) para el año 2005, la contribución de la biomasa a la Oferta Interna de Energía Primaria es de algo más del 3%, es decir 2.255 ktep de un total de 72.000 ktep anuales. Sin embargo, los datos recopilados en el Módulo Oferta de WISDOM –en su variante media– evidencian que la Biomasa Comercial Accesible y Potencialmente Disponible alcanza las 37.200 ktep, valor que representa más de la mitad de la Oferta Interna de Energía Primaria del país. Aun restando de esta oferta potencial el consumo total, que se evaluó en unas 2.400 ktep, el Balance Comercial es aún de casi 34.000 ktep. Este gran excedente muestra que existe un gran margen para desarrollar el uso energético de biomasa en la Argentina.

La existencia del potencial estimado de biomasa necesita aún ser debidamente evaluado para proyectar su utilización a gran escala ya que debe resguardarse el uso sostenible de los ecosistemas agrícolas, forestales y evitar impactos sociales debido a otros usos potenciales del suelo.

En la actualidad la generación eléctrica en base a biomasa está mayormente protagonizada por autogeneradores que hacen uso de sus propios residuos (licor negro, bagazo, cáscara de maní, etc.) aportando al sistema nacional 71 GWh.

RSU

En mayo de 2012 se adjudicó la oferta presentada por Los Mallines SRL e Instal-mart SRL, UTE en formación cuya oferta había sido recibida por la Licitación Pública Nacional ENARSA N° EE 04/2011 (Contratación de la primera etapa del Centro Ambiental de Recomposición Energética - CARE). Esta etapa está destinada a la

LA BIOMASA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA⁴²

Ítem	Concepto	tep	%
1	Oferta Interna de Energía Primaria (BEN 2005)	72.000.000	100%
2	Leña + Bagazo + Otros Primarios (BEN 2005, Autoproducción)	2.255.000	3,1%
3	Biomasa Comercial accesible y potencialmente disponible (WISDOM)	37.206.000	52%
4	Consumo Total 2007 Leña o leña-equivalente (WISDOM)	2.380.727	3,3%
5	Balance Comercial, Valor Medio (WISDOM)	33.957.300	47%

42. "Análisis del Balance de Energía derivada de Biomasa en Argentina. WISDOM Argentina", FAO, mayo 2009.

separación de los residuos urbanos en orgánicos, inorgánicos reciclables y combustible sólido recuperado (SRF, por sus siglas en inglés). Posteriormente, mediante equipamientos especiales, se transforman esos residuos en combustibles líquidos o gaseosos para su aplicación en generadores de energía eléctrica.

Este proyecto ha tenido una enorme conflictividad en el Municipio de La Matanza, donde se desarrolla, por la oposición vecinal y de diversas organizaciones no gubernamentales que se oponen a los procesos termoquímicos aplicados a los RSU por considerar que son deficientes desde el punto de vista energético, incentivan la destrucción de los recursos existentes en los RSU y desincentivan el reciclado y la recuperación de residuos.⁴³

Luego se realizó la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 01/2012 cuyo objeto es la provisión de energía eléctrica, incluyendo la provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con el rechazo de los **residuos sólidos urbanos (RSU)** provenientes de la Cuenca Hídrica Matanza-Riachuelo, para ser instaladas en sistemas vinculados a la red del SADI y por un plazo de hasta 15 años.

El Directorio de Enarsa aprobó en agosto de 2012 el Pliego para el llamado a Licitación por hasta 100 MW de potencia que utilicen para su funcionamiento residuos provenientes exclusivamente de la cuenca sobre la que tiene jurisdicción la ACUMAR. La apertura de ofertas prevista para fines de 2012 se postergó y ahora hay una nueva fecha para julio de 2013. En las bases de la licitación se señala que: "El presente llamado a licitación se realiza en concor-

dancia y en provecho del impulso dado a la participación de las fuentes renovables en la matriz energética a través de la Ley N° 26.190, que dispone que el 8% de la energía eléctrica consumida deberá provenir, hacia el año 2016, de fuentes renovables de energía". Esta iniciativa de ENARSA ha sido también cuestionada por organizaciones sociales.⁴⁴

Eólica

El desarrollo eólico tuvo poca evolución durante la última década. En 2004 el Gobierno presentó su "Plan Estratégico de Energía Eólica" cuyo principal producto fue la concreción del mapa eólico que se presentó en el 2006.

Ese mismo año se conformó Vientos de la Patagonia I SA, una sociedad entre ENARSA (80%) y la Provincia de Chubut (20%) con el objetivo mayor de contribuir a la creación de la industria eólica nacional. Su principal tarea fue iniciar el Parque Eólico "El Tordillo" (Chubut) que consta de las 2 primeras turbinas de fabricación nacional de 1,5 MW, un equipo de IMPSA y la otra turbina de NRG Patagonia. El objetivo inicial de esta iniciativa ha sido la obtención de la homologación para ambos equipos. La etapa siguiente será la ampliación del parque con 10 equipos de cada fabricante.

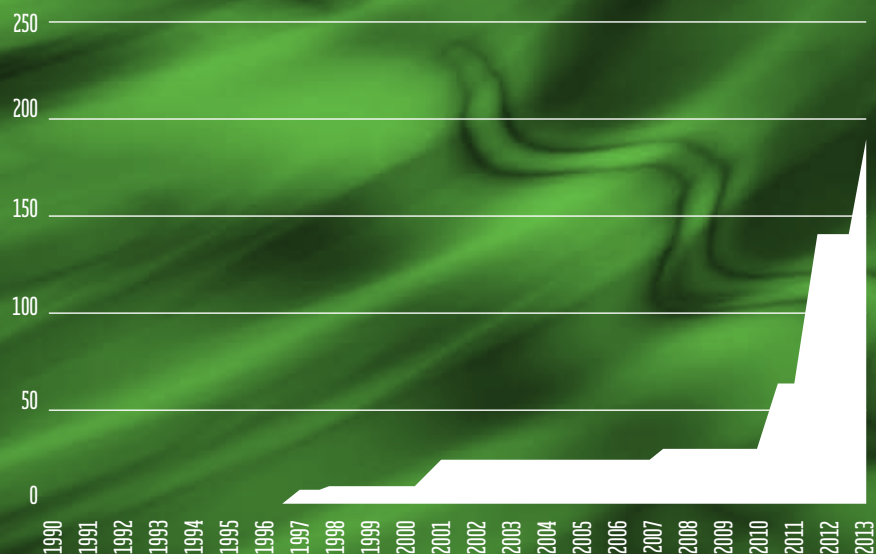
Por fuera del GENREN y en base a iniciativas privadas, durante el año 2008 la empresa Barrick Gold, que opera el complejo minero de Veladero (San Juan), instaló un equipo eólico de 2 MW. Posteriormente, en el 2011, comenzó a operar el Parque Eólico Diadema (Chubut) con 6,3 MW de potencia, desarrollado por la empresa Hychico, del grupo Capsa-Capex, proyecto que obtuvo un financiamiento del BID.

43. "Rechazo de ambientalistas a los proyectos para generar energía con residuos urbanos", Greenpeace Argentina, 30 de septiembre de 2010

44. "Organizaciones advierten sobre el peligro de incineración en el Riachuelo", Coalición Ciudadana Anti-Incineración, 2 de diciembre de 2012.

LA CURVA DE POTENCIA
EÓLICA INSTALADA
TIENE UNA NOTABLE
EXPANSIÓN PRODUCTO
DE LA NUEVA ESCALA DE
LOS AEROGENERADORES
Y DE LOS TRES GRANDES
PROYECTOS PUESTOS
EN MARCHA, ARAUCO,
RAWSON Y LOMA BLANCA.
A MEDIADOS DE 2013 LA
POTENCIA TOTAL
ERA DE 193 MW

POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN ARGENTINA



También fuera del GENREN se concretó en 2011 la primera etapa del Parque Eólico Arauco con una potencia de 25,2 MW y propiedad de una sociedad entre ENARSA y la Provincia de La Rioja. Este parque tuvo un largo proceso de negociaciones entre La Rioja y la Nación y ahora se encuentra en su segunda etapa para ampliar su capacidad en otros 25,2 MW. La venta de energía se pactó mediante un contrato entre Parque Eólico Arauco SAPEM y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) que fijó una tarifa de US\$ 126,46 US\$/MWh por un plazo de 15 años.

La curva de potencia eólica instalada tiene una notable expansión producto de la nueva escala de los aerogeneradores y de los tres grandes proyectos puestos en marcha, Arauco, Rawson y Loma Blanca. A mediados de 2013 la potencia total era de 193 MW, aunque no toda esa potencia se encuentra disponible.

Resolución "108"

Durante el año 2010 se inició una nueva licitación que se la denominó GENREN II. En realidad fue una nueva convocatoria para aquellos que habían adquirido pliegos en la anterior licitación y que adjudicaría otros 200 MW eólicos. En septiembre de ese año se recibieron 26 proyectos presentados por nueve empresas ofreciendo seis veces la potencia licitada.

De ese nueva ronda no hubo proyectos concretados y de hecho, las actuales expectativas están puestas en el nuevo instrumento que emitió la Secretaría de Energía en 2011, la Resolución 108/2011. Esta resolución habilita la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y ofertas de generación a partir de fuentes renovables.⁴⁵

Si bien existen algunos contratos ya firmados y, acorde a diversas fuentes, con precios menores que en GENREN I, aún no se han concretado proyectos. Se contabilizan en unos 1.500 MW los presentados por la Resolución 108. Sin embargo, subsisten aquí los problemas para la obtención de financiamiento para proyectos que basan su rentabilidad en los pagos comprometidos por el Estado Nacional por 15 años. Tampoco son menores las dificultades administrativas que surgen en la negociación de los contratos con la Secretaría de Energía y en un contexto donde los operadores del mercado eléctrico manifiestan incertidumbre y existen claros signos que se está en un etapa de transición para el sector de generación.⁴⁶

45. Resolución 108/2011, Secretaría de Energía, 29/3/2011. Se puede ver en el sitio www.infoleg.gov.ar.

46. Un buen ejemplo de esto es la reciente Resolución 95/2013 del 26 de marzo de 2013 que modifica radicalmente el mercado eléctrico a término y permite suponer la aparición de nuevas reglas para el resto de las operaciones, impidiendo, por ejemplo, que un consumidor compre energía renovable.

costos renovables vs combustibles importados

¿Cuánto nos cuesta el kWh renovable?

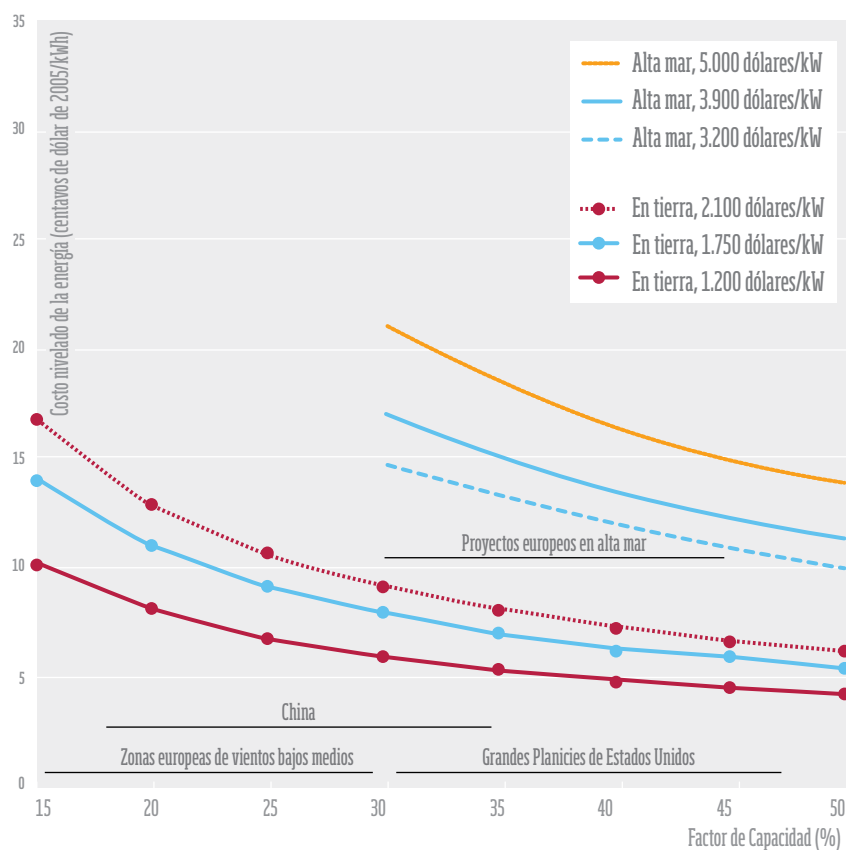
Hemos visto el rango de precios pactados por los contratos entre ENARSA y los proyectos de renovables en el marco del GENREN. Esos precios son superiores a los que se suele hacer referencia para las energías renovables en el resto del mundo y en países de nuestra región.

Tomemos unos ejemplos para el caso de la energía eólica como caso más representativo de esta situación:

- En el año 2010, en simultáneo con el proceso de contrataciones del GENREN, una subasta de proyectos eólicos en Brasil dio como promedio un precio cercano a 73 US\$/MWh. (ajustables por inflación).⁴⁷ Estos valores reflejan la madurez y competitividad de la eólica en Brasil cuya promoción comenzó en 2005/6 con el programa PROINFA y precios ofertados por encima de los 140 US\$/MWh.
- En Uruguay, la primera fase de licitaciones de proyectos eólicos (2010) tuvo un rango de ofertas de 85 a 87 US\$/MWh. La segunda fase (2011) ese rango de precios estuvo entre 62 y 67 US\$/MWh. Para incentivar un rápido desarrollo de los proyectos la empresa estatal UTE les comprará la energía a 110 US\$/MWh hasta marzo de 2015, posteriormente se pagará al precio adjudicado.⁴⁸

Si tomamos una fuente de referencia como el Informe de Renovables del IPCC 2011 eso puede ayudarnos a estimar un valor internacional para la energía eólica. Para nuestro caso, asumiendo un costo de inversión

Ubicación geográfica	FC (%) ⁵⁰	Costo inversión (US\$/kW)	Costo energía (US\$/MWh)
Eólica (terrestre A)	33	1.825	~ 75
Eólica (terrestre B)	42	2.100	~ 70



47. "Subasta de energía eólica en Brasil registra baja de precio de 9,5%", América Económica, 27/8/2010. Cabe mencionar que muchos de estos proyectos fueron afectados por impactos externos (crisis europea, inflación, etc.) y hoy esos precios quedaron devaluados.

48. "Nueva Convocatoria de generación proveniente de fuente primaria eólica", UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas), Montevideo, 9 de Noviembre de 2011. Un elemento clave para lograr estos valores es que los contratos son por 20 años y poseen mecanismos de ajustes de precios.

49. "Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático", Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), 2011.

50. A Eólica (terrestre A) se le asignó un FC=33% y a Eólica (terrestre B) un FC=42%. Entendiendo que los parques ubicados en zonas de mayores vientos, por ejemplo, en la Patagonia, tienen costos de inversión mayores que los ubicados en zonas de menores vientos, por lo general, estos últimos más accesibles para contratar bienes y servicios asociados a la instalación y pueden utilizar, además, aerogeneradores disponibles más fácilmente y de menores costos.



eólica en Argentina entre 1.825 y 2.100 US\$/kW, acorde a los valores adoptados por el ejercicio “Escenarios Energéticos Argentina 2030”. Si llevamos esos valores indicativos y los ubicamos en la gráfica del IPCC llegamos a los siguientes costos de energía:⁴⁹

Esta aproximación nos arroja valores que se correlacionan con los precios pactados en Brasil o Uruguay para los casos citados. Esto simplemente nos indica que los costos de generación en condiciones óptimas oscilan realmente en tales valores, pero son los contextos económicos e institucionales de cada país las que definen el precio definitivo.

Cuando tenemos en Argentina valores de 120 a 130 US\$/MWh, tenemos una significativa componente de ese costo asociada a la inexistencia de financiamiento a bajas tasas. Argentina, al carecer de acceso a créditos a valores internacionales, hace que los proyectos deban asumir un costo muy grande por el financiamiento.⁵¹

Estos precios podrían mejorarse si se adoptaran contratos por 20 años, como es el caso de los ejemplos citados, y también ge-

nerando condiciones institucionales que minimicen el riesgo del contratante.

El Centro Regional de Energía Eólica (CREE) realizó un análisis comparativo de la composición del costo de generación eólico en Argentina, Brasil y Uruguay que resulta revelador, analizando también otros factores que afectan el precio. En este análisis, se puede ver las características diferenciales de los marcos regulatorios de cada país y realiza una estimación de los precios de energía eléctrica de un proyecto eólico, teniendo en cuenta las particularidades de cada sistema. Los valores representan los precios de equilibrio de cada país para que a un inversor le sea indiferente invertir en cualquiera de los tres países bajo análisis. Se toman en cuenta no sólo los aspectos regulatorios de cada país sino también aspectos macroeconómicos que impactan en la ecuación económico-financiera, como ser la tasa de financiamiento, plazos de financiación, costos de las garantías, riesgo país, etc.⁵²

51. Indicador de riesgo país (Embi+ elaborado por JP Morgan): Argentina (1.192); Brasil (212); Chile (145); México (163); Perú (159); Uruguay (198). Datos extraídos de “ambito.com”, 13/6/2013.

52. El análisis comparativo fue realizado por Héctor Mattio, Director General del CREE, en el Congreso GreenAr 2012.

CONCEPTO	ARGENTINA	URUGUAY	BRASIL
Plazo de Contrato	15	20	20
Unidad de Medida	Dólares	Dólares	Reales
Ingresos	Se fija un precio fijo en u\$s/MWh.	Se fija un precio variable en u\$s/MWh.	Se fija un precio variable en u\$s/MWh.
Ingreso Mínimo	No se establece un precio mínimo.	Hasta el 2014 el generador percibe un ingreso mínimo de 110 u\$s/MWh, independientemente del precio cotizado.	No se establece un precio mínimo.
Ingresos por MDL	Los desarrolladores del proyecto son titulares en un 100%	Los desarrolladores del proyecto son titulares en un 50%	Los desarrolladores del proyecto no son titulares
Subsidios Nacionales	15\$/MWh * CAT (1,7998)	NO	NO
Factor de Capacidad	42/45%	35/38%	40/42%
Indexación Precio Oferta	No hay indexación	Se indexa el precio del contrato en función del nivel general de precios internos y estadounidenses.	Se indexa el precio del contrato en función de precios internos
Indexación Ingreso Mínimo	No hay indexación	Se indexan los 110 U\$/MWh en función del nivel general de precios internos y estadounidenses.	No hay indexación
Penalizaciones	Sólo se remunera la energía efectivamente suministrada.	Sólo se remunera la energía efectivamente suministrada.	Se remunera la energía comprometida, independientemente de la energía efectivamente suministrada. Sólo se penaliza cuando la energía suministrada es inferior al 90% de la energía comprometida.
Costo de Instalación (u\$/KW)	2300	2200	2000
Costos de Conexión	Reintegrables	Reintegrables	No reintegrables
Costos de Operación y Mantenimiento	12 u\$/MWh	12 u\$/MWh	12 u\$/MWh
Impuestos a las Ganancias	35%	25%	34%
Descuento Impuesto a las Ganancias	Amortización acelerada	90% al 2017 / 60% 2018-2020 / 40% 2021-2023	75%
Costo Financiero Total en u\$ Equivalentes	8,50%	5,80%	4%
Plazo de Financiación	10 años	15 años	15 años
Precio de Energía Teórico	119,5 u\$/MWh	65,4 u\$/MWh	62,9 u\$/MWh

Se puede observar que para que un inversor obtenga retornos equivalentes, el precio en Argentina debe ser superior al de Uruguay y Brasil debido a las diferencias regulatorias y costos financieros analizados. El precio de 120 US\$/MWh que se paga en Argentina se corresponde con las tarifas de Brasil y Uruguay en valores casi 50 US\$/MWh menores.

También debe señalarse que aún, en las condiciones actuales, la energía eólica en Argentina es competitiva frente a los altos costos de generar energía con combustibles importados o la importación de energía eléctrica desde Brasil, cuyo valor es de unos 400 US\$/MWh. También los es frente al programa oficial "Energía Delivery", que consiste en instalar pe-

queños generadores en zonas críticas para evitar apagones, cuyos valores arrancan desde los 230 US\$/MWh y el promedio de la generación a gas oil (que representó el 6% de la energía eléctrica generada en 2012) que ronda los 200 US\$/MWh sólo en costo de combustible (es decir, sin considerar costos operativos ni remuneración a la inversión).

El alto costo de generar en base a combustibles importados

En el actual contexto, donde este año se estima que se gastarán cerca de US\$ 13.000 millones en importación de combustibles, resulta crucial aprovechar el potencial eólico para reducir esas importaciones y, por el contrario, invertir las en desarrollo local, empleo y sostenibilidad.

Hoy los principales combustibles importados utilizados para la generación eléctrica son el Fueloil, Gasoil, Gas Natural (Bolivia) y LNG (gas licuado importado por vía marítima). Aquí tenemos una estimación de los costos de esos combustible para generación eléctrica.⁵³

Combustible importado	Costo US\$/MMBTU	Costo aprox. generación US\$/MWh
Fueloil (en T.V.)	17	196
Gasoil (en C.C.)	23	189
LNG (en C.C.)	18	132
Gas Bolivia (en C.C.)	11	83

Si tomamos como referencia un generador eólico de 2 MW de potencia nominal, con un FC = 40%, nos dará una generación anual de electricidad de aproximadamente 7.000 MWh. En base a esa producción podemos calcular el ahorro que representa sustituir electricidad en base a combustibles importados por eólica. Lo mismo si estimamos una potencia eólica instalada de 1.000 MW.

Potencia eólica	Fueloil millones de US\$/año	Gasoil millones de US\$/año	LNG millones de US\$/año	Gas Bolivia millones de US\$/año
2 MW	1.4	1.3	0.9	0.6
1.000 MW	686	662	462	291

Adoptando que a los generadores eólicos se les debe pagar un precio de 120 US\$/MWh, eso implicaría una remuneración de unos US\$ 420 millones anuales para el caso de los 1.000 MW. **El costo de generación eólica es económicamente conveniente a producir electricidad en base a combustibles importados** (con la sola excepción del gas importado de Bolivia utilizado en un ciclo combinado).

En todos los casos se ahorran divisas en importación de combustibles fósiles caros por una inversión en una fuente renovable, limpia y que genera inversiones y empleo a escala local.

Un buen ejemplo del potencial de ahorro existente, es verificar el impacto económico que representó la generación renovable durante el año pasado. En 2012, según los datos de CAMMESA, se generaron 1.702 GWh por fuentes renovables. Esa producción implicó un ahorro de 406.800 m³ de gasoil que se hubieran utilizado para producir esa electricidad. El monto ahorrado en combustible importado fue de 317 millones de dólares.⁵⁴

A la actual dependencia de combustibles importados, las fuentes renovables son una parte esencial de la solución, no sólo como respuesta a la coyuntura, sino también para desarrollar nuevas fuentes energéticas y una industria asociada a ellas sostenible en el tiempo. Se trata de comenzar a redirigir parte del actual gasto en combustibles importados hacia el desarrollo de las renovables.

53. Se toma para el Gasoil y el Gas Natural el costo de generación en base a ciclos combinados (C.C.) y para el Fueloil un generador del tipo Turbo Vapor (T.V.) Existen otras alternativas de generación con dichos combustibles, todos con costos superiores a los referenciados en el cuadro. Precios de los combustibles son tomados de CAMMESA (julio 2013), excepto para el LNG y el gas importado de Bolivia que son importados por ENARSA y usados por CAMMESA como si fuesen a precio local (i.e. el subsidio se contabiliza dentro de ENARSA).

54. Con una relación para el Gasoil de 239 litros/MWh (Secretaría de Energía) y de 0,78 US\$/lit.GO (CAMMESA). Para el caso específico de la energía eólica, esta fuente generó, en el 2012, 348 GWh desplazando unos 83.000 m³ de gasoil. El precio de la energía eólica fue de 126 US\$/MWh (CAMMESA). Comparando el valor de ese combustible (sin contar los costos de generación ni el valor de la inversión) y el costo de la energía eólica, tenemos un ahorro neto de 21 millones de dólares.

factibilidad de cumplimiento del 8%

Según el crecimiento de la demanda estimada por el escenario de la Secretaría de Energía y acorde al crecimiento anual adoptado por el ejercicio "Escenarios Energéticos Argentina 2030", la demanda a cubrir en un escenario Business as Usual (BAU) estará alrededor de 148.000 GWh. El 8% de esa demanda es 11.840 GWh.

Cubrir esa demanda con renovables en el 2016 implicaría un crecimiento rápido para los próximos 3 años, recordemos que el actual aporte renovable es del 1,4% (1.702 GWh).⁵⁵

Puede alcanzarse esa generación por diversas combinaciones de integración de renovables. Pero como hemos visto, las expectativas mayores en el corto plazo se basan en la energía eólica. Esto tiene que ver con la competitividad económica de esta fuente, pero también en la experiencia desarrollada en el país, tanto en el estudio del recurso, desarrollo de proyectos, instalaciones y producción local. Además es una fuente que para ser introducida rápidamente se debe conocer muy bien no sólo el recurso disponible, sino también, conocer sus limitaciones ambientales y restricciones físicas. En este sentido, la biomasa, que posee un potencial también muy importante, requiere de una mayor comprensión de sus impactos para el caso de un uso masivo de los insumos bio-energéticos.

Por lo anterior, como primera aproximación vamos a suponer que la energía eólica cubrirá el mayor porcentaje del crecimiento necesario de las renovables para alcanzar el 8% de la demanda en el 2016. Esto significa que para ese momento Argentina deberá contar con 3.380 MW eólicos instalados asumiendo un FC = 40%. Adoptando que esos proyectos se realizan en base a contratos con precio fijo por 15 años y suponiendo que el promedio sea de 120 US\$/MWh, eso representará unos US\$ 1.422 millones anuales (en el 2016).

Tomando los costos del cuadro que usamos anteriormente, tenemos:

Potencia eólica (FC=40%)	Fueloil millones US\$/año	Gasoil millones US\$/año	LNG millones US\$/año	Gas Bolivia millones US\$/año
2 MW	1.4	1.3	0.9	0.6
1.000 MW	686	662	462	291
3.380 MW	2.321	2.238	1.563	983

Es económicamente conveniente desplazar electricidad generada con combustibles importados por generación eólica, ya que se ahorran divisas y se pasa de gastar entre 983 a 2.321 millones de dólares en combustibles importados a invertir 1.422 millones de dólares en desarrollo de la energía eólica local.

55. El porcentual publicado por CAMESA incluye la porción de generación por biocombustibles (biodiesel en centrales térmicas) opción que no está contemplada en la Ley 26.190.

Un cálculo similar fue realizado por el CREE estimando que en 2012 el LNG importado (17 US\$/MMBTU) utilizado para generar electricidad produjo unos 9.135 GWh. El costo total de la energía eléctrica a base de LNG importado se calculó en US\$ 1.899 millones a partir de un costo de 208 US\$/MWh. Generar esa misma energía con eólica hubiera costado US\$ 1.096 millones, un ahorro de US\$ 800 millones.⁵⁶

Instalando una potencia eólica de unos 3.380 MW y con un factor de capacidad promedio de 40% se generaría la energía eléctrica suficiente para cubrir el 8% del total a finales de 2016 como lo establece la meta de la Ley 26.190.

Cumplir con la meta del 8% en el 2016 significaría evitar quemar 6,6 MMm³/día de gas natural.⁵⁷ Esa cantidad representa:

- **Un 17% de la demanda de gas para generación utilizada en 2012.⁵⁸**
- **El 52% del total de LNG importado durante 2012.⁵⁹**
- **Ahorrar 31 barcos de LNG al año (unos US\$ 1.500 millones).⁶⁰**

Desplegar una potencia de 3.380 MW eólicos implica movilizar inversiones en los próximos 3 años por alrededor de US\$ 6.700 millones. Esa cifra se alcanza con los ahorros en importaciones de LNG en unos 4 años y medios. Sin embargo se realizarían a través de inversiones mayormente privadas, se podrían financiar a largo plazo y entregarían energía limpia durante 20 años o más.

La pregunta sería, ¿es posible tener 3.380 MW renovables en tres años?

Como ejemplo vamos a tomar el caso del parque más grande en funcionamiento en el país, el emprendimiento de 80 MW desarrollado por Emgasud Renovables en Rawson (Chubut). Este parque tuvo un plazo de ejecución de 12 meses, lo cual está en línea con los tiempos de ejecución de los proyectos eólicos en general, de no existir contratiempos administrativos.

Es decir que en tres años es posible instalar esa capacidad si se eliminan las barreras que hoy impiden que los proyectos existentes puedan comenzar a ser desarrollados. Recordemos que GENREN I adjudicó 745 MW, de los cuales se han concretado sólo 80 MW. Luego en el llamado GENREN II se recibieron proyectos por unos 1.200 MW. Es decir que para cubrir gran parte de la potencia se cuentan con proyectos analizados y conocidos.

Sólo en la Provincia de Neuquén, a través de un mecanismo de adjudicación de áreas realizado en 2010, se evaluaron un gran número de proyectos eólicos. La Agencia estatal que promocionó este mecanismo indicó que unos 430 MW estarían en condiciones de desarrollarse rápidamente.⁶¹

56. Héctor Mattio, Director General del CREE, en el Congreso GreenAr 2012.

57. Asumiendo que el Gas Natural posee un PCI igual a 8.400 (Kcal/m³) y que utilizado en un Ciclo Combinado el Heat Rate es de 1.700 (Kcal/kWh).

58. Según datos de CAMMESA el consumo medio diario de gas destinado a generación en el año 2012 fue de 38,4 MMm³/d.

59. El volumen de gas importado (LNG) durante 2012 fue de 4.650.750 Mm³ (dato IAPG)

60. Tomando como referencia un barco con capacidad de 130.000 m³ de LNG (78 MMm³ de Gas Natural). Aunque debe señalarse que los barcos que ingresan por la terminal de Escobar transportan cargas menores.

61. "Neuquén proyecta millonarias inversiones eólicas, hidráulicas y geotérmicas", revista Petroquímica. Petróleo, Gas y Química", 31/5/13. Sitio de internet de ADI-Neuquén, Agencia de Inversiones del Neuquén.

CUMPLIR CON LA META DEL

80%

EN EL 2016

Significaría **evitar quemar 6,6 MMm³/día de gas natural**

DESPLEGAR UNA POTENCIA DE 3.380 MW EÓLICOS IMPLICA MOVILIZAR INVERSIONES EN LOS PRÓXIMOS 3 AÑOS POR ALREDEDOR DE US\$ 6.700 MILLONES. ESA CIFRA SE ALCANZA CON LOS AHORROS EN IMPORTACIONES DE LNG EN UNOS 4 AÑOS Y MEDIOS. SIN EMBARGO SE REALIZARÍAN A TRAVÉS DE INVERSIONES MAYORMENTE PRIVADAS, SE PODRÍAN FINANCIAR A LARGO PLAZO Y ENTREGARÍAN ENERGÍA LIMPIA DURANTE 20 AÑOS O MÁS.



Actualmente existen una gran cantidad de desarrollos de proyectos que van desde 10 MW hasta 1350 MW y que ha superado todos los estudios eléctricos y ambientales obteniendo las aprobaciones necesarias, lo cual significa que son factibles desde el punto de vista técnico. Al presente pocos tienen la posibilidad de concretarse por cuestiones vinculadas con el financiamiento.

En síntesis, no existen restricciones en la disponibilidad de recurso eólico y su conocimiento (mapa eólico), tampoco faltan proyectos posibles de ser implementados a corto plazo. Hay una enorme cantidad de potencia eólica debidamente estudiada, por ejemplo, por los proyectos de ampliación de parques existentes, que puede desarrollarse también muy rápidamente.⁶²

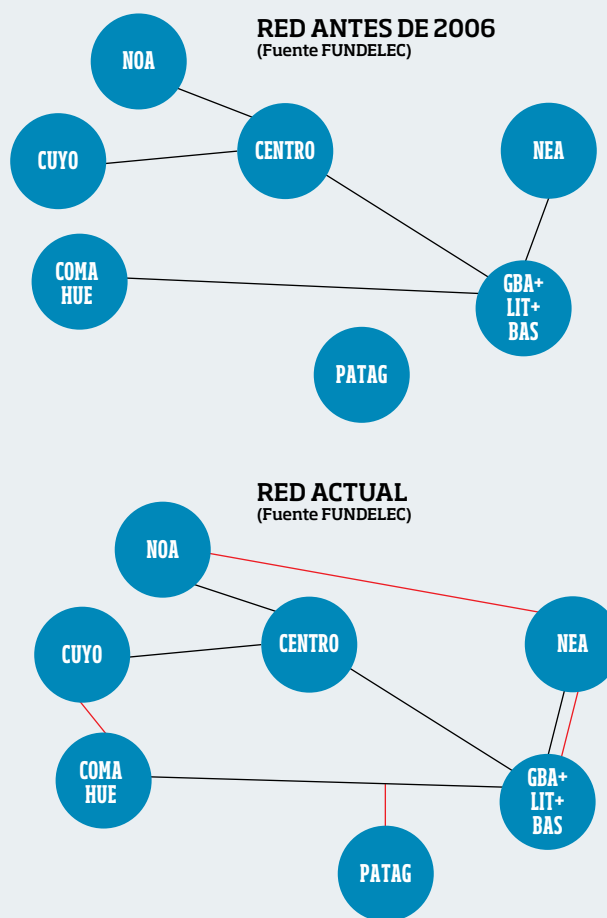
La distribución geográfica de los parques eólicos existentes muestra el potencial de desarrollo en diferentes regiones del país. Esto facilita la entrada de esa energía en las actuales redes del SIN debiendo desarrollarse sólo obras menores en muchos casos. Siempre se ha hablado de límites en la penetración eólica para la actual red eléctrica, sin embargo, un 8% de generación distribuida en diferentes regiones del país es perfectamente administrable por el sistema actual.

En este sentido debemos destacar que en los últimos diez años se ha producido un notable incremento en extensión y cobertura de la red de transporte eléctrico, mejorando también su original configuración radial con centro en el área metropolitana de Buenos Aires. Estas mejoras introducidas en el sistema de transporte eléctrico es un activo importante a la hora de proyectar en el corto plazo la incorporación de las renovables en valores relevantes.

62. Para ver la dinámica en el crecimiento de las energías renovables a escala global se puede ver el Anexo 1 ("La urgente transición hacia las renovables").

Las mejoras en la Red de Transporte Eléctrico

Desde el 2002 al 2012 se instalaron 4.500 km de líneas de Extra Alta Tensión (LEAT) y unos 5.000 km de Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT). Estas obras significaron un crecimiento del 45 y del 40 por ciento en la longitud de ambas redes, respectivamente. Hasta el año 2006 la red argentina tenía un esquema en el que estaba separado en dos sistemas, el "nacional" (SADI) y el patagónico. A su vez, se mejoró el diseño de la red ya que muchas regiones contaban con una única vía para recibir o entregar energía con el riesgo de que un imprevisto pudiera desvincular esas líneas y dejar sin servicio a muchos usuarios.



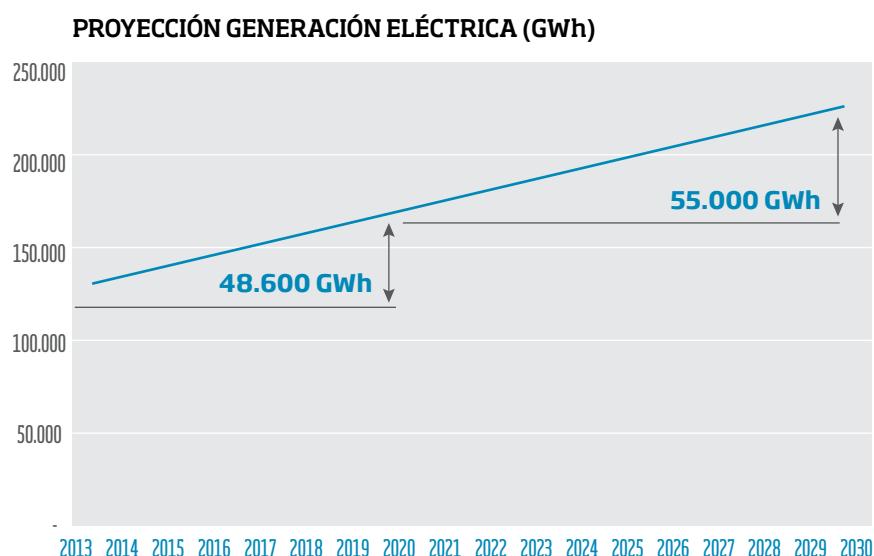


Más allá del 2016

Si proyectamos la demanda eléctrica más allá del 2016 veremos que el desafío en materia de generación es enorme. La curva de generación proyectada según las estimaciones de la SE indican que para el año 2020 deberemos tener una capacidad de generación de unos 169.000 GWh, un incremento del 40% respecto de lo generado en el 2012. Hacia el año 2030 la generación proyectada asciende a 224.900 GWh, cerca del doble de lo generado el año pasado.

Este incremento en la demanda de energía eléctrica no podrá ser cubierto, como ha ocurrido hasta ahora, con combustibles fósiles. La evolución de las reservas convencionales no permite suponer una fuerte expansión de las mismas y, por otro lado, el tiempo que demorará obtener resultados significativos en la explotación de los recursos no convencionales sólo permite contar con ellos para después del 2020.

Lo anterior nos indica que nuestra dependencia de los combustibles importados se incrementará. Podemos suponer que las importaciones de LNG se incrementarán desde los casi US\$ 4.000 millones del año 2012 a unos US\$ 12.000 millones para el 2020. Nos encaminamos a una situación cada vez más compleja donde los costos de la energía serán cada vez altos, muy influenciados por los valores del LNG y de los derivados del petróleo importados (gasoil y fueloil). Aun asumiendo una expansión de las fuentes hidroeléctricas y de la genera-



ción nucleoelectrónica, eso no alcanzará para satisfacer el incremento de la demanda y suplir el faltante de combustibles fósiles.

Argentina necesita adoptar como política de estado para el corto y largo plazo la diversificación urgente de su matriz energética. El crecimiento de la demanda de energía hace suponer que este año tendremos, al menos, unos US\$ 13.000 millones de importación de combustibles. La proyección al 2020 arroja un nivel de importaciones energéticas totales de US\$ 28.0000 millones anuales.

La expansión proyectada para la energía hidroeléctrica y nuclear no será suficiente para cubrir la brecha creciente entre la demanda y la disponibilidad de combustibles fósiles. Esta es la razón por la que todos los pronósticos indican que las importaciones continuarán creciendo. El único modo de reducir esa bre-

cha en el corto plazo es aumentando la participación de las renovables.

Sería factible, y muy favorable para las cuentas públicas, alcanzar un 20% de participación de las renovables en la matriz de generación eléctrica en el año 2020. Tal porcentaje es posible lograrlo con un 15% eólico y un 5% proveniente de otras fuentes, fundamentalmente, biomasa y solar.⁶³

Acorde a la curva de demanda mencionada anteriormente la generación en el año 2020 deberá alcanzar los 169.000 GWh. La participación de las renovables deberá llegar entonces al 33.800 GWh para cubrir el 20%.

63. Un escenario con objetivos similares fue presentado por CADER en el panel "La inserción actual y esperada de las Fuentes Renovables en el MEM... Hacia el concepto de Generación Distribuida", 14/6/13, Seminario "La energía: los temas de hoy y las soluciones tecnológicas de mañana", Universidad Nacional de Lanús. ¿Cómo hacerlas realidad en la Argentina?

Alcanzar el **20% de la generación eléctrica con renovables** en el 2020 significará evitar quemar alrededor de

18,8
MMm³/día

DE GAS NATURAL

Alcanzar el 20% de la generación eléctrica con renovables en el 2020 significará evitar quemar alrededor de 18,8 MMm³/día de gas natural.⁶⁴ Esa cantidad representará en el 2020:

- El 68% del gas boliviano que Argentina proyecta importar en el 2020.⁶⁵
- Ahorrar US\$ 3.013 millones anuales en importación de gas de Bolivia.⁶⁶
- Reemplazar unos 88 barcos de LNG al año (para 2013 ya se licitaron 83 barcos).⁶⁷
- Ahorrar unos US\$ 4.400 millones anuales por los barcos de LNG reemplazados.⁶⁸

Desde el punto de vista económico y en términos de seguridad en el suministro, resulta crucial diversificar la matriz energética con la incorporación de las energías renovables lo antes posible. Las únicas con capacidad de brindar una respuesta al déficit energético a corto plazo y con costos competitivos.

Será necesario durante esta década continuar con la expansión y la modernización de la red de transporte eléctrico para facilitar la incorporación de una mayor diversidad de fuentes renovables distribuidas geográficamente a lo largo de todo el territorio nacional. La modernización de la red deberá enfocarse en la transmisión y distribución con fuerte integración de renovables, generación distribuida y alta eficiencia del sistema en gestionar la oferta y la demanda eléctrica.

El desarrollo de las renovables permitirá consolidar una industria local de fuerte impacto en las inversiones y en generación de empleo. Es posible aprovechar la coyuntura para expandir rápidamente la inserción de las renovables y, al mismo tiempo, de manera progresiva, ir incrementando la participación

Las redes de distribución eléctrica evolucionan progresivamente a lo que se ha dado en llamar Red Eléctrica Inteligente (smart grid) es una forma de gestión del servicio eléctrico que utiliza las TIC (Tecnologías de la Información y Comunicación) para optimizar la generación y la distribución de la electricidad con el fin de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores.

de la industria local en su desarrollo. Si se adecua un programa de desarrollo industrial que acompañe la evolución del mercado de las renovables, se podrá obtener el doble beneficio de la producción de energía limpia, confiable y barata y, a su vez, construir una base industrial y de servicios asociada.

A continuación, en "Desarrollo Eólico al 2020", se hace un ejercicio de fuerte penetración de renovables y un progresivo aumento de la participación de la industria local acorde a los criterios señalados. Se puede ver que es posible compatibilizar un muy rápido incremento de la generación renovable, mejorar de manera inmediata nuestra balanza comercial y aumentar progresivamente la participación de composición local del equipamiento necesario. Aun partiendo de una baja participación de la industria local se producen importantes ahorros de divisas que se giran al exterior por compra de combustibles.

64. Con las mismas presunciones anteriores, con un PCI de 8.400 (Kcal/m³) y utilizado para un Ciclo Combinado un Heat Rate de 1.700 (Kcal/kWh).

65. Acorde al contrato de compra de Gas Natural suscripto entre ENARSA e YPF en octubre de 2006. Allí se prevé una compra de 27,7 MMm³/día para el período 2010-2026.

66. Adoptando un valor de 11,9 US\$/MMBTU en el 2020 (Proyección "Escenarios Energéticos 2030").

67. Tomando como referencia un barco con capacidad de 130.000 m³ de LNG (78 MMm³ de Gas Natural).

68. Asumiendo un valor de 17,3 US\$/MMBTU en el 2020 (Proyección "Escenarios Energéticos 2030") el costo medio de cada barco rondará los US\$ 49,8 millones.

desarrollo eólico al 2020

cerrando el drenaje de divisas

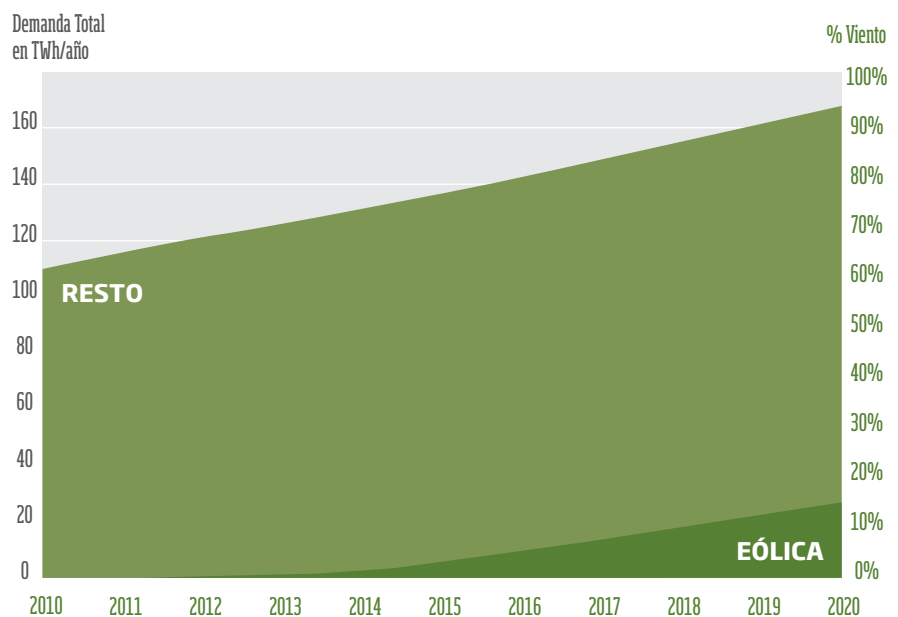
Continuando con las premisas básicas adoptadas en los ejemplos anteriores, vamos a realizar un ejercicio del impacto que tendría, a lo largo de la presente década, la implementación de un programa eólico para ayudar a cumplir con la meta del 8% al 2016 y que contribuya con alrededor del 17% del total de la generación en el 2020, meta compatible con el objetivo de alcanzar un 20% de renovables en ese año.

Si proyectamos una evolución de la potencia eólica de tal modo de alcanzar en el año 2020 unos 8.000 MW y suponemos un factor de capacidad (FC) de 40% se obtendrán los siguientes valores de energía eólica generada (TWh/año), el porcentaje de esa contribución a la demanda total y el volumen de gas natural desplazado o "ahorrado" (MMm³/día). La demanda eléctrica total es asimilable a la proyección que utiliza la Secretaría de Energía y que también hemos utilizado en los ejemplos anteriores.

Ahora bien, hasta ahora hemos comparado el costo de generación eólica con el costo de generación en base a combustibles importados. Vamos ahora a realizar una evaluación más completa de lo que significa económicamente este desarrollo durante los próximos años.

Se asume que el valor medio de las instalaciones eólicas es de 2.000 US\$/kW y que la componente nacional de esas instalaciones arranca con un 30% al inicio y alcanza el 60% de integración nacional para el 2020. De este modo, se supone una pro-

Año	Demanda Eléctrica Total TWh/año	EÓLICA			
		Instalación Anual MW/año	Potencia Acumulada MW	Energía Eólica a F.C. = 40% TWh/año	Viento / Total (base energía) %
2010	111		0	0	0%
2011	116	50	50	0	0%
2012	122	100	150	1	0%
2013	127	50	200	1	1%
2014	132	600	800	3	2%
2015	137	1.000	1.800	6	5%
2016	143	1.200	3.000	11	7%
2017	149	1.200	4.200	15	10%
2018	155	1.200	5.400	19	12%
2019	162	1.200	6.600	23	14%
2020	168	1.400	8.000	28	17%



gresiva participación de la industria local en la medida que el mercado se consolida y amplía. De este modo podremos estimar qué magnitud de las inversiones eólicas significarán importaciones o valores negativos en la balanza comercial.

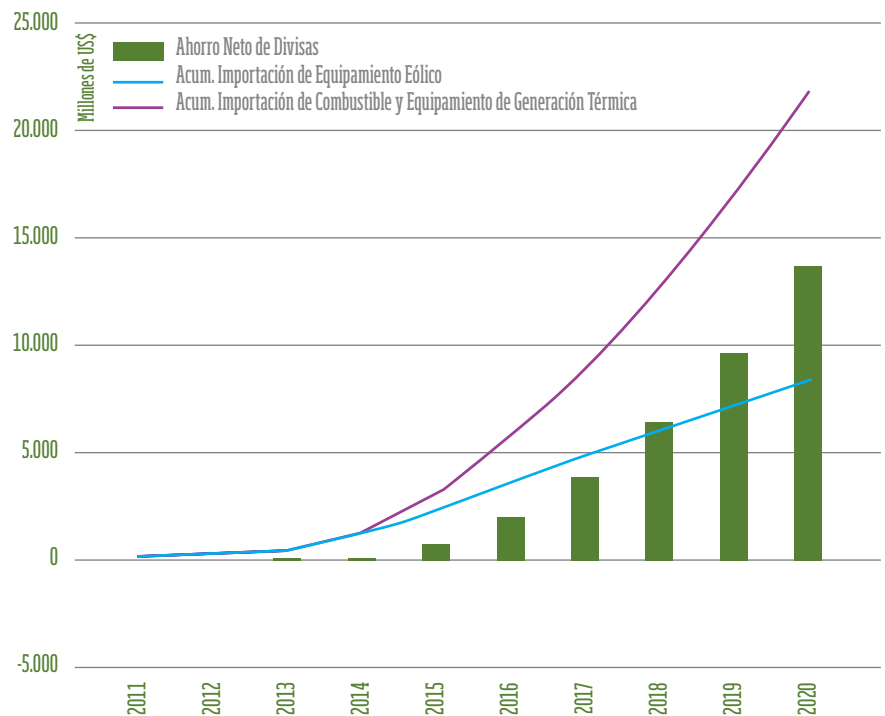
Hacia el año 2020, con una potencia instalada de 8.000 MW que permitiría cubrir cerca del 17% de la demanda eléctrica, bajo estas hipótesis, se habrán realizado importaciones eólicas por un total acumulado de US\$ 8.240 millones.

Por otro lado, se asume que esa energía, de no existir tal desarrollo eólico, se deberá generar en base a combustibles fósiles (gasoil, fueloil y gas natural). Entonces lo que se estima es el costo de la energía basada en combustibles importados que será desplazada por el programa eólico.⁶⁹

La energía desplazada sería producida por un "mix" de combustibles importados en una proporción que se inicia desplazando la totalidad de la generación eléctrica en base a gasoil (hasta desplazar el total de generación estimada por ese combustible para el 2013) y luego un progresivo aumento de la participación del fueloil y el gas. **El monto acumulado de importaciones vinculadas a la generación en base a combustibles fósiles es de US\$ 22.000 millones en el 2020.⁷⁰**

Es decir que la instalación de 8.000 MW eólicos ahorraría unos US\$ 14.000 millones en importaciones de combustibles sólo hasta el año 2020.

A lo largo del período de desarrollo de los 8.000 MW eólicos, todos los años, la energía eólica presenta un saldo favorable respecto a la importación de combustibles.



Esto es muy importante porque aún, en los primeros años, con una participación de la industria local menor (30%) se tiene que las importaciones eólicas no superan nunca a las importaciones por combustibles que se desplazarían.

HACIA EL AÑO 2020, CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 8.000 MW QUE PERMITIRÍA CUBRIR CERCA DEL 17% DE LA DEMANDA ELÉCTRICA, BAJO ESTAS HIPÓTESIS, SE HABRÁN REALIZADO IMPORTACIONES EÓLICAS POR UN TOTAL ACUMULADO DE US\$ 8.240 MILLONES.

69. Se adoptan los siguientes valores para los combustibles: Gasoil (24 US\$/MMBTU); Fueloil (17 US\$/MMBTU); Gas Natural (15 US\$/MMBTU).

70. Se estima que este año se generará unos 22 TWh en base a gasoil, teniendo en cuenta lo utilizado en el primer semestre con este combustible.

**LA EÓLICA SIEMPRE AHORRA DIVISAS REEMPLAZANDO
COMBUSTIBLES FÓSILES MÁS CAROS Y CONTAMINANTES**



Un ambicioso **plan de desarrollo eólico** que permita cumplir con la

meta del **8%**

AL AÑO 2016
y **alcanzar unos 8.000 MW en el 2020**

con la expectativa de cubrir con energías renovables el 20% de la demanda de ese año es económicamente viable y conveniente desde el punto de vista de la balanza comercial del país

Un ambicioso plan de desarrollo eólico que permita cumplir con la meta del 8% al año 2016 y alcanzar unos 8.000 MW en el 2020 con la expectativa de cubrir con energías renovables el 20% de la demanda de ese año es económicamente viable y conveniente desde el punto de vista de la balanza comercial del país.

Un plan de estas características muestra claramente que, si bien las renovables se caracterizan por una alta inversión inicial, sus costos operativos son muy bajos y con una gran previsibilidad. Algo que resulta fundamental en el actual contexto de incertidumbre y los precios en alza de los combustibles para los años venideros.

Un desarrollo de estas características permitiría rápidamente reemplazar importaciones de combustibles contaminantes por inversiones eólicas y consolidar un mercado interno de equipamientos y servicios para esta industria. De este modo consolidamos un mercado que impulsará el desarrollo de la industria local en base al ahorro de divisas, generando energía limpia y desarrollo local.⁷¹

71. Para ver una evaluación de los beneficios ambientales e impacto en el empleo de las energías renovables se puede ver el Anexo 2 ("Beneficios en la integración de las Renovables").

barreras

En función de lo analizado y revisado a lo largo de este informe, se pueden detectar algunas barreras y algunos desafíos que tenemos por delante si queremos aprovechar el potencial y la oportunidad que representan las energías renovables en la actual coyuntura nacional.

Comenzamos sintetizando aquellos elementos que, a lo largo de este análisis, se han identificado como barreras u obstáculos que dificultan tener un desarrollo de las fuentes renovables encaminado a cumplir con la meta del 8% de la demanda eléctrica en el año 2016.

Barreras

Falta de confianza en la voluntad del Estado en cumplir con el 8%

La demora de dos años en la reglamentación de la Ley y la no instrumentación de sus mecanismos de promoción constituyen por sí mismos una mala señal para la credibilidad en la aplicación de la norma. Así, por ejemplo, la meta propuesta del 8% no se constituye en una clara señal para los diferentes actores del mercado, desarrolladores de proyectos y organismos gubernamentales, de manera que los aliente a tomar decisiones en línea con el objetivo. La dinámica económica que debiera poner en marcha un objetivo nacional de estas características queda paralizada ante un Estado que no se muestra convencido y decidido a cumplir la Ley y su meta de desarrollo.

La meta del 8% del consumo de energía eléctrica nacional “en el plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen” debería haber quedado claramente indicada en la reglamentación. El año de cumplimiento de la meta se supone es 2016, a 10 años de la promulgación de la norma. El “Informe del Sector Eléctrico” de la Secretaría de Energía no publica la información del porcentaje cubierto por las fuentes renovables (grado de cumplimiento de la norma) tal como lo señala la reglamentación de la Ley 26.190.

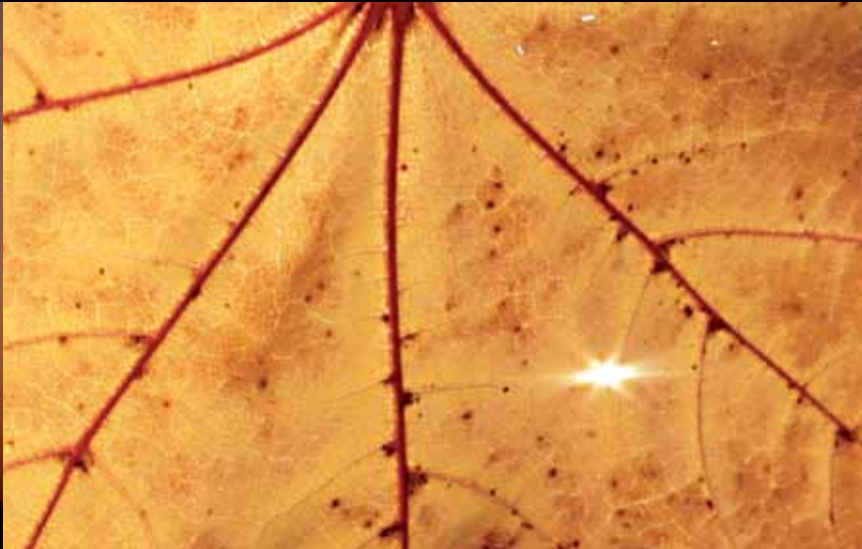
No se constituyó el Fondo Fiduciario

Según el Artículo 14 de la Ley 26.190, la Secretaría de Energía, en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065, deberá adecuar el gravamen destinado a conformar el Fondo Fiduciario de Energías Renovables, el que será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica. No se ha conformado tal Fondo aún y, por lo tanto, no existen fondos para pagar las Remuneraciones Adicionales por cada kWh generado según lo establece la Ley.⁷²

Remuneración Adicional no Actualizada

Los valores de la Remuneración Asignada para las distintas fuentes pretendían subsanar la desactualización sufrida por la Ley 25.019 y establecer un mecanismo permanente de actualización de los mismos. Al establecerse en 1,5 centavos/kWh lo que antes era 1 centavo significó, desde el inicio, una devaluación de la remuneración. Partimos así de un valor devaluado del “centavo” original.⁷³





Se adoptó el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) para la actualización automática de valor del Fondo Fiduciario y las Remuneraciones. Sin embargo ese coeficiente (CAT) dejó de ser actualizado.⁷⁴

Remuneración Adicional no fija

Las Remuneraciones Adicionales establecidas en el Artículo 14 de la Ley 26.190 son valores máximos. Indica que se establecerá un mecanismo por el cual se determinará el valor de la remuneración. Esto, a priori, complejiza la evaluación de factibilidad de los proyectos al no dar certezas acerca de qué remuneración recibirá un proyecto, lo cual no permite incorporar la remuneración en su evaluación económica. No se ha dictado la normativa que debe definir los criterios técnico-económicos para el cálculo de la Remuneración Adicional. Esta normativa complejiza un mecanismo que debería ser simple y fácilmente estimable por los inversores.

No existe el “Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables”

Si bien se crea en el Artículo 6 de la Ley 26.190 el “Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables” no se lo detecta activo. Ni la Autoridad de Aplicación ni el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) han avanzado en su instrumentación tal como lo dispone la reglamentación de la Ley.

Ausencia de Financiamiento

Esta resulta ser la principal barrera. Todos los actores del sector reconocen que la falta de financiamiento a tasas internacionales es uno de los grandes obstáculos para el desarrollo de los proyectos. Argentina tiene aún diversos frentes financieros sin resolver luego de la crisis del 2001/2002 y eso hace que las empresas que quieren salir al exterior a buscar financiamiento tengan que pagar un costo más caro simplemente por el hecho

de ser argentinas o que, directamente, no lo obtengan.

Las dificultades de Argentina para acceder al mercado internacional de capitales afecta a todos los sectores de la economía, no se trata de un problema específico del sector de las renovables. Esto tiene además una componente compleja en relación al acceso de divisas tanto sea para saldar deuda en el exterior como las dificultades para el envío de utilidades por parte de las empresas a sus casas matrices del exterior.

72. El Art.70 de la Ley 24.065 crea el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica al aplicarse un recargo sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista. El Fondo es administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) según la Ley 26.190.

73. Como referencia, en 1998 el centavo representaba un 40% del precio estacional de la energía. Una versión preliminar del proyecto de la que sería luego la Ley 26.190, colocaba esa remuneración en 30% del precio estacional.

74. El Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) se estableció por Ley 25.957 (2005).

desafíos

Consideramos aquí aquellas acciones y políticas que conducirían a movilizar los recursos técnicos y económicos necesarios para alcanzar la meta del 8% de electricidad renovable para el 2016. Se trata de “desafíos” porque ninguna de ellas son medidas simples e infalibles, requieren de decisión e imaginación para encontrar el modo de cambiar el rumbo y modificar la actual tendencia energética. Somos conscientes que ninguna de ellas, por sí sola, logrará el objetivo. Más bien se trata de políticas necesarias y complementarias que, en su conjunto, pueden crear las condiciones para que las renovables se vuelvan un sector dinámico en el corto plazo en nuestro país.

Poner en marcha el 100% de la Ley

Un primer paso para restablecer la confianza en el marco jurídico en que deben desarrollarse las energías renovables es la completa puesta en marcha de todos los mecanismos previstos en la Ley 26.190, tal como se describen en las barreras mencionadas. El Fondo Fiduciario y las remuneraciones adicionales son esenciales para los proyectos por fuera del GENREN I, ya sea para los proyectos que obtengan contratos mediante la Resolución 108 o mecanismos que puedan existir a futuro.

Es muy importante que de manera inmediata se ponga en vigencia el régimen de promoción de generación eléctrica en base a fuentes renovables y que el Gobierno Nacional emita una clara señal de compromiso con la norma. Esta acción es necesaria pero no resultará suficiente por sí sola, debe complementarse con las políticas sugeridas a continuación.⁷⁵

Relanzar la meta del 8% como objetivo de Desarrollo Nacional

El Estado Nacional debe relanzar la meta del 8% como un objetivo estratégico de desarrollo del país, para mejorar la balanza de pagos externa, mejorar su matriz energética y que le otorgue impulso a este nuevo sector industrial. La meta debe alcanzar un alto nivel de prioridad política dentro del Estado Nacional, de ese modo puede recrearse las expectativas y la confianza necesarias para que el sector privado asuma también el desafío. Los mercados que han tenido metas y objetivos creíbles tanto para el corto como el largo plazo, han mostrado que es factible coordinar virtuosamente los esfuerzos privados y gubernamentales.

También los mercados que se han desarrollado muestran que es posible desplegar una industria local asociada al mismo. Ahora este desarrollo industrial es genuino y sólido cuando el motor es el horizonte de mercado. Para ello se debe evitar restringir el ingreso de las renovables colocando exigencias industriales que actúan como barreras antes que como incentivos para el desarrollo local. Deben observarse las experiencias exitosas a nivel internacional donde las propias empresas tecnológicas se afincan allí donde los mercados les demandan mejorar su competitividad.

Las metas de generación de energía o un horizonte creíble de crecimiento del mercado de las renovables son el gran motor del desarrollo industrial local. Por el contrario, barreras al acceso a las tecnologías, son motivo de retrasos.

Un mecanismo que reforzaría este objetivo es que se establezca la obligatoriedad de compra de energía renovable por parte de las Distribuidoras de energía eléctrica en un porcentaje acorde a la meta nacional. Los mayores costos de ese porcentaje podrían ser trasladados a las tarifas sin que eso impacte en valores significativos para los usuarios.

También es necesario evitar que las energías renovables sufran una competencia “desleal” por parte de los otros sectores de la energía. Esto sucede, por ejemplo, cuando se analizan los abultados subsidios que recibe el sector de los fósiles. Es preciso que las renovables tengan condiciones de desarrollo como otros sectores industriales que hoy son promovidos, tales como la minería.

75. Existe una reciente iniciativa legislativa para reformar y actualizar la Ley 26.190 impulsada por el Senador Nacional Marcelo Guinle (FPV-Chubut). Este proyecto plantea, entre otras cosas, ratificar la meta de 8% al 2016 y extenderla a 20% en 2025 introduciendo mecanismos que hagan efectivo su cumplimiento y dando a su vez a los grandes usuarios la posibilidad de generar o contratar en el mercado privado su cuota obligatoria. Además introduciría elementos de promoción impositiva y regulatoria (similares a los existentes para otras industrias de interés nacional como la minería o la agricultura) tendientes a reducir significativamente el costo de la energía renovable.

Generar un esquema para mejorar la credibilidad de los contratos de compra energía

Se debe generar un esquema que opere como garantía de pago en los contratos. Esto puede hacerse a través de un fondo conformado por aportes gubernamentales y privados que será utilizado para garantizar los pagos de los contratos (de CAMMESA) cuyo fin es apoyar el objetivo de desarrollo de las energías renovables para alcanzar la meta del 8% a finales de 2016. El objetivo debe ser disminuir el costo del financiamiento otorgando seguridad jurídica y cumplimiento de pagos.

Estos recursos deben actuar como un Fondo de Garantía y podrían provenir de fondos gubernamentales, aportes de los propios generadores, una tasa a la extracción de combustibles fósiles, etc. Dicho fondo debería ser administrado por el Banco Nación o alguna entidad multilateral (BID, CAF) y debidamente auditado.

Es también importante generar condiciones apropiadas para habilitar la realización de contratos de energía eléctrica renovables de largo plazo entre privados. De este modo se pueden disminuir los costos del financiamiento dado las características de las partes contratantes y abrir así un nuevo espacio de oportunidades de inversión en renovables.

Meta 2020: 20% de renovables

Debe proyectarse el desarrollo de las energías renovables para el mediano plazo con metas ambiciosas que estén a la altura del desafío ambiental y climático de las próximas décadas. Argentina posee los recursos naturales para hacerlo y

una capacidad industrial que puede responder adecuadamente. Un conglomerado industrial nacional vinculado al desarrollo eólico ha reconocido que es posible que al 2020 el sector genere 10.000 puestos de trabajo, produzca unos 1.000 MW en aerogeneradores de fabricación nacional y movilizar a unas 500 empresas proveedoras nacionales.⁷⁶

Si bien la energía eólica puede cubrir una porción importante de la meta del 20% al 2020, la biomasa y otras tendrán en ese momento una contribución significativa.

Una meta de este tipo es necesaria para que Argentina realice una contribución apropiada en el esfuerzo global de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Recordemos que en el 2015 se deberá alcanzar un acuerdo global, es decir que abarcará a todos los países, y que deberá entrar en vigencia en el 2020. Ese acuerdo será el "nuevo" protocolo post-Kyoto. Para ese entonces, las emisiones de un país como Argentina tendrán una penalidad, ya no seremos un país sin "compromisos de mitigación".

Además, la adopción de una meta para el final de la década es también una señal de claridad hacia el sector privado que debe responder a ese desafío con innovaciones, inversiones y más proyectos. Es dotar de credibilidad y continuidad al desarrollo hacia la meta del 8%

Renovables del lado de la demanda

Para desplegar el potencial renovable existente en todo el país es necesario contar también con la posibilidad de incorporar la generación distribuida inte-

grada a la red. Varias ventajas justifican esta opción. En primer lugar disminuye la demanda desde los grandes puntos de generación con una consecuente disminución de pérdidas de energía en el transporte. Permiten además desplegar un potencial enorme para la energía solar distribuida en espacios urbanos, como así también para la eólica en pequeña escala. Además, esta generación a baja escala, desplaza electricidad en el punto de consumo, donde mayor valor tiene el kWh, es decir que es donde estas fuentes mejor pueden competir. En aquellos sitios del país donde la energía eléctrica no tiene el nivel de subsidios que goza el área metropolitana de Buenos Aires, la generación distribuida tiene enormes chances de tornarse competitiva con muy pocos incentivos.

Debe disponerse de una normativa técnica que sea adoptada por los organismos que regulan el servicio eléctrico en las diferentes jurisdicciones del país de modo tal que las potencias y parámetros técnicos que deben cumplir los equipos a integrarse a la red sean similares en todo el país. Los criterios de incentivos a los usuarios generadores deberán ser adoptados por cada jurisdicción.

76. Objetivos de un conglomerado de cerca de 60 empresas denominado "Cluster Eólico Argentino" liderado por las empresas Impsa Wind, INVAP y NRG Patagonia.

conclusiones

Las energías renovables tienen por delante un rol protagónico en el futuro energético inmediato. Las mismas son una opción real allí donde se generan las condiciones mínimas necesarias para que nuevos actores de la energía hagan su aparición. Esta tendencia que ya es muy nítida en diversos mercados a nivel internacional, es de esperar que pronto sea una realidad también en la Argentina. Las modernas tecnologías renovables están mostrando un nivel de madurez y competitividad económica que las coloca entre las opciones más dinámicas en el mercado energético global.

Las energías renovables ya están respondiendo al desafío de diversificar y mejorar la matriz energética en diversos países que necesitan sustituir combustibles fósiles cada vez más escasos y, en muchas ocasiones, sustituyendo importaciones energéticas. Además, la necesidad imperiosa de disminuir emisiones de gases de efecto invernadero, es otra de las razones por las que se implementan políticas de impulso a la integración de las renovables en el mercado de la energía.

A lo anterior se debe añadir el significativo aporte que realizan las energías renovables en materia de generación de empleos. Allí donde las renovables adquieren protagonismo se puede ver el impacto altamente positivo que se produce en materia de inversiones y nuevos puestos de trabajo. Las renovables son un genuino pilar del desarrollo sostenible brindando energía limpia, inagotable y empleos duraderos.

En la actual situación energética de nuestro país, cuando se enfrentan años de abultados presupuestos destinados a la importación de combustibles fósiles, mayormente utilizados en la generación eléctrica, la incorporación de las energías renovables resulta altamente favorable desde el punto de vista económico, ambiental y social.

Hoy la seguridad del suministro energético está en riesgo. La disponibilidad limitada de combustibles, en especial importados, por las restricciones en divisas, problemas logísticos y la baja disponibilidad técnica de numerosas unidades de generación térmicas por problemas de caja de las compañías, ponen en riesgo el abastecimiento. Las renovables, que no se ven afectadas en gran medida por los problemas mencionados, pueden ayudar a mejorar la situación en plazos muy breves, dado que la construcción y licenciamiento de las instalaciones es mucho menor que sus alternativas.

La compleja coyuntura energética actual resulta, paradójicamente, en una oportunidad inédita para las renovables en nuestro país. Tenemos un inmenso potencial en recursos renovables, tecnologías disponibles para acceder a ellos a precios competitivos y, también, la necesidad urgente de disminuir nuestra dependencia de combustibles importados. Si se toman las decisiones correctas, que se traduzcan en políticas claras y decididas por parte del Estado Nacional, podemos encaminarnos a cumplir con el objetivo del 8% de renovables en el año 2016.

Cumplir con ese objetivo significará el despegue de la industria de las renovables en nuestro país, representará una enorme contribución económica al mejorar las cuentas públicas sustituyendo importaciones de un modo virtuoso, consolidando un desarrollo industrial local y mejorando nuestra matriz energética. Como ninguna otra fuente energética, las renovables pueden brindar una respuesta en el corto plazo y a costos económicos competitivos.

Tenemos por delante un desafío muy grande. Podemos convertir una coyuntura adversa en una gran oportunidad para el cambio. Podemos iniciar una nueva etapa energética en nuestro país, incorporando fuentes limpias, sostenibles, económicas y que gozan de un valiosísimo respaldo social.





anexo 1

la urgente transición hacia las renovables

La forma en que producimos y usamos la energía hoy en día no es sostenible. Nuestras principales fuentes son los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas) y por tratarse de recursos escasos y desigualmente distribuidos, el acceso a ellos se hace cada vez más difícil y caro. Además, son los principales contribuyentes al cambio climático, el mayor desafío ambiental al que se está enfrentando la sociedad global. Además, la búsqueda de los últimos recursos fósiles "baratos" y el intento de desarrollar nuevas fronteras de recursos fósiles no convencionales implican, no sólo mayores costos económicos, sino también mayores costos ambientales.

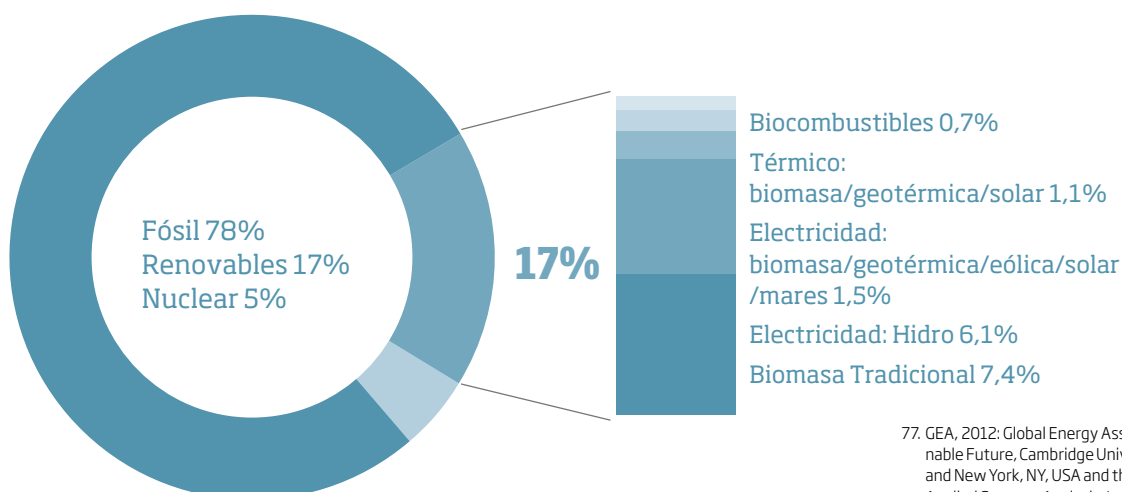
Enfrentar la necesidad del cambio de fuentes de energía exige considerar que tenemos por delante el desafío de brindar energía a una enorme proporción de la población global que hoy no cuenta con servicios energéticos. Se estima que alrededor de 1.400 millones de personas carecen de un suministro energético confiable y seguro.

Durante las últimas dos décadas se ha ido consolidando a nivel global la convicción de que un mundo abastecido mayoritariamente a base de fuentes de energía renovables y sostenibles es el único modo por el cual puede garantizarse energía para todas las personas y evitar una catástrofe ambiental.

Es en esta convicción que se vienen implementando planes de mayor incorporación de renovables para acelerar una transición hacia un mundo de baja dependencia de los combustibles fósiles.

La actividad energética global en la actualidad depende en un 80% de los combustibles fósiles. Sin embargo el potencial de fuentes renovables para proveer de electricidad, calor, combustibles para el transporte y otras formas de energía es inmenso. La base de recursos renovables es más que suficiente para cubrir la totalidad de la demanda actual de energía. Potencialmente alcanzaría para cubrir unas 10 veces la actual demanda.⁷⁷

PORCENTAJE DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RESPECTO DEL SUMINISTRO MUNDIAL TOTAL DURANTE 2009 (528 EJ) (GEA-IIASA, 2012)



77. GEA, 2012: Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

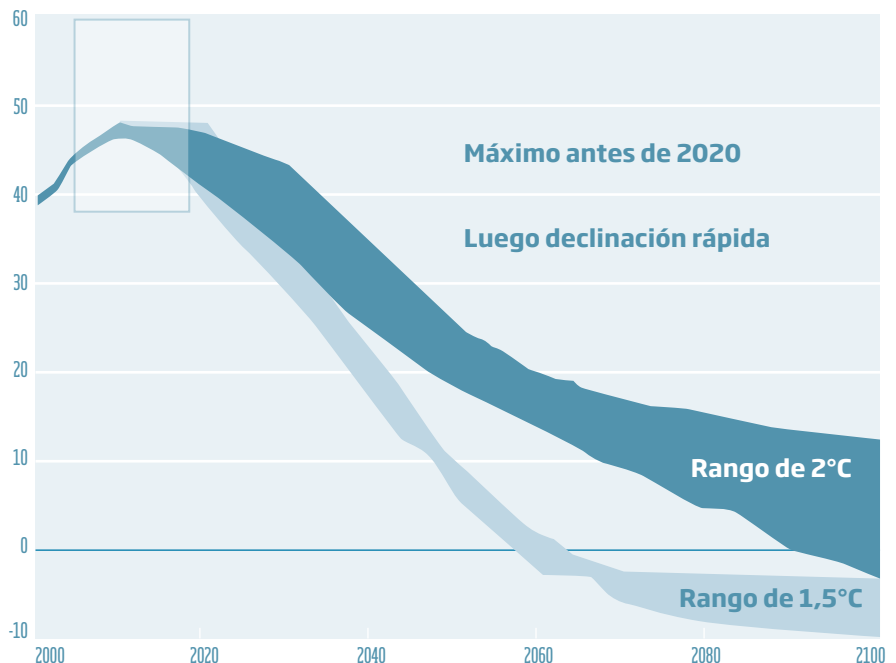
La emergencia climática

Para dimensionar la magnitud y la velocidad con la que deberemos realizar la transición hacia un uso masivo de fuentes de energía de baja o cero emisión debemos tener en cuenta el sendero de emisiones globales que se deberá transitar en las próximas décadas.

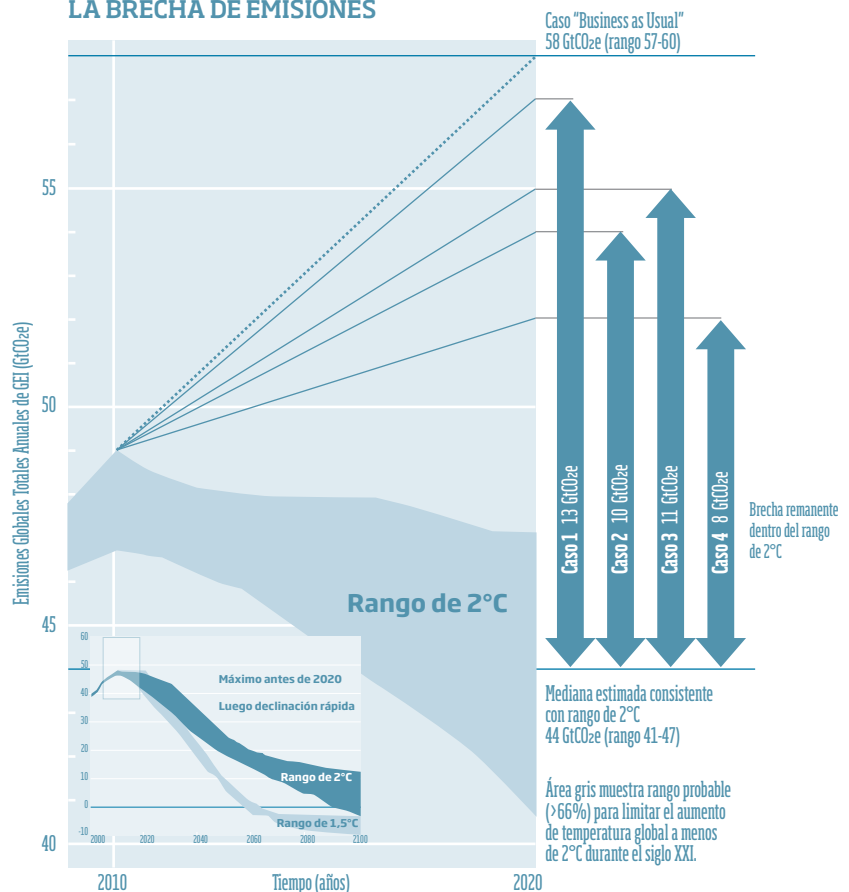
Acorde al informe recientemente publicado por el PNUMA "The Emissions Gap Report 2012" tomamos el siguiente gráfico. Allí se puede ver la evolución de las emisiones hasta el año 2010 expresadas en GtC y la evolución que las mismas debieran seguir durante este siglo para estar dentro del límite de no producir un aumento de la temperatura global más allá de los 2°C y para el objetivo más ambicioso de limitar ese incremento en sólo 1,5°C. En cualquier caso las emisiones deben alcanzar su pico máximo antes del 2020 y comenzar una rápida reducción.⁷⁸

El recuadro que aparece en la esquina superior izquierda de la gráfica, alrededor del año 2010, marca el área que puede verse en detalle en el siguiente gráfico. Allí tenemos la proyección de las emisiones tendenciales (BAU) que continúan creciendo en los próximos años, alejándose de la trayectoria deseable. Las otras proyecciones se realizan en base a diferentes hipótesis de cumplimiento de las promesas u objetivos voluntarios (pledges) presentados por diversos países. La brecha existente entre el objetivo climático de los 2°C y las emisiones comprometidas constituyen el "gap" que debería ser cubierto de manera urgente.

78. UNEP 2012. The Emissions Gap Report 2012. United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi. 1 GtC = 109 toneladas de Carbono.



LA BRECHA DE EMISIONES

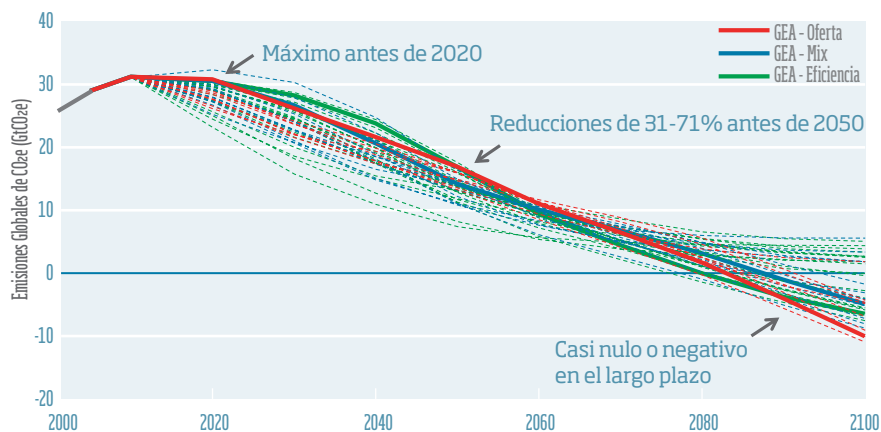


Para el año 2050 las emisiones globales deberán estar en el rango del 50-85% por debajo de los niveles del año 2000. Esto nos indica el fuerte y abrupto nivel de reducción que debe producirse en el uso de combustibles fósiles, principal fuente de emisión de CO₂. Recordemos que el sector de la energía es uno de los principales sectores que contribuyen a las emisiones de GEI y que para alcanzar objetivos de mitigación como los indicados, este sector debe reducir sus emisiones a un nivel muy importante ya que otros sectores productivos no podrán efectuar reducciones tendientes a cero.

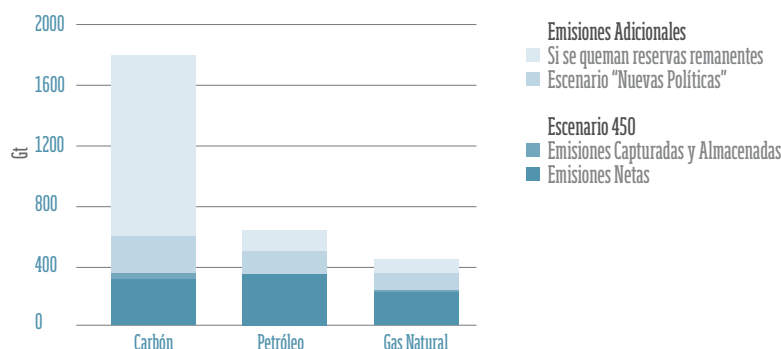
Lo que sigue son las trayectorias de las emisiones de una serie de escenarios energéticos globales desarrollados por el "Global Energy Assessment" (IIASA). Son tres familias de escenarios (alta demanda, alta eficiencia y un escenario medio) en los que se puede observar que en todos ellos las emisiones tienden a cero, o incluso valores negativos, durante la segunda mitad de este siglo.⁷⁹

Estas curvas de emisiones del sector energía e industria son consistentes con el objetivo climático de limitar la suba de la temperatura global en no más de 2°C.

Hace pocas semanas la Agencia Internacional de Energía (AIE) emitió el informe "Redrawing the Energy-Climate Map" donde se alerta sobre la dramática situación que enfrentamos en los próximos años. El informe muestra que la actual política energética nos conduce a una suba de las temperaturas globales entre 3,6°C y 5,3°C, lejos del límite de 2°C adoptado por la comunidad internacional. Advierte la Agencia que dos tercios de las actuales reservas fósiles no deberán ser quemadas si queremos mantenernos dentro de los 2°C.⁸⁰



POTENCIAL DE EMISIONES DE CO₂ A PARTIR DE RESERVAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y EMISIONES ACUMULADAS A 2050 POR ESCENARIO



El "New Policies Scenario" es la actual situación si se cumplen los compromisos vigentes. El "450 Scenario" es el escenario que propone la IEA con un 50% de chances de estar dentro del límite de los 2°C.

Estamos ante la necesidad de producir de manera rápida una transición energética de una magnitud nunca antes vista. El desafío tecnológico, industrial, económico y cultural es inmenso. Pero existen señales alentadoras para encarar esta transición, por ejemplo, en la evolución reciente del desarrollo de las energías renovables, particularmente en algunos mercados.

79. GEA, 2012: Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

80. "Redrawing the Energy-Climate Map. World Energy Outlook Special Report", IEA, 10 de junio de 2013

La dinámica renovable

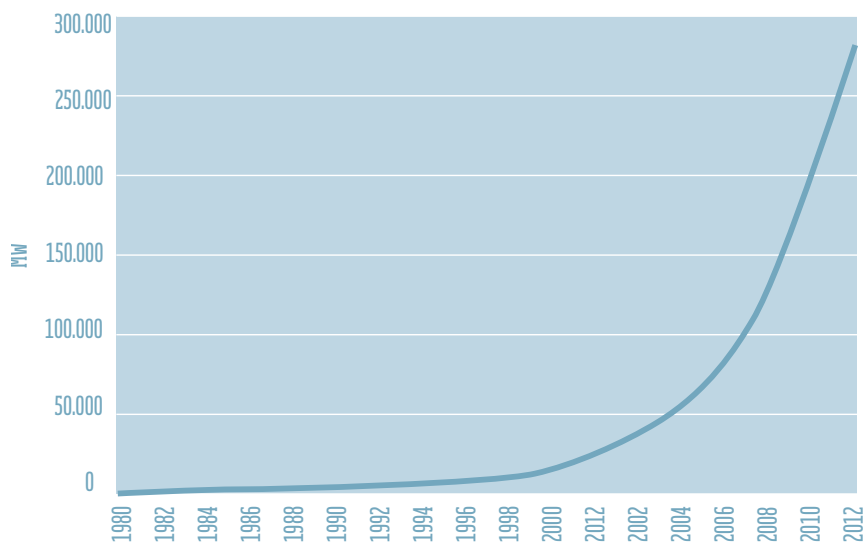
Las inversiones anuales en renovables se han incrementado enormemente en los últimos años. Se ha pasado de menos de US\$ 2.000 millones en 1990 a unos US\$ 191.000 millones en el año 2010. En estos valores no se incluyen las inversiones en grandes hidroeléctricas.

Uno de los ejemplos emblemáticos del despegue de las industrias de las renovables ha sido el caso de la energía eólica, cuya curva de potencia instalada a nivel global muestra un crecimiento anual promedio del 25% en los últimos 10 años.

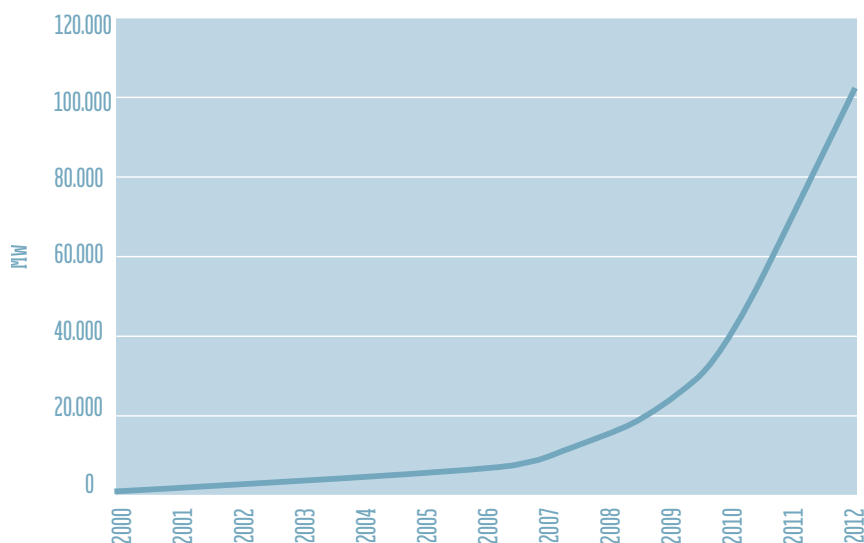
Para el caso de la energía solar fotovoltaica la situación es aún más importante en términos de su desarrollo reciente, ya que su promedio de crecimiento anual durante los últimos 10 años es del 48%, habiendo alcanzado la marca de 100 GW en el último año.

El mercado de solar fotovoltaica se segmenta en dos grandes aplicaciones. Por un lado están las instalaciones de generación fotovoltaica que operan como grandes generadores en el mercado eléctrico mayorista (utility-scale PV) y por otro, las aplicaciones de generación distribuida integradas a la red (rooftop PV). Estas últimas generan energía desde el lado del usuario en instalaciones hogareñas, edificios o industrias. La principal componente en el desarrollo del mercado de solar fotovoltaica está dada por estas aplicaciones distribuidas. En el siguiente gráfico se puede ver cuál ha sido la dinámica de las distintas fuentes durante el año 2012 en Europa, allí se puede ver la dimensión del mercado de solar fotovoltaica distribuida.

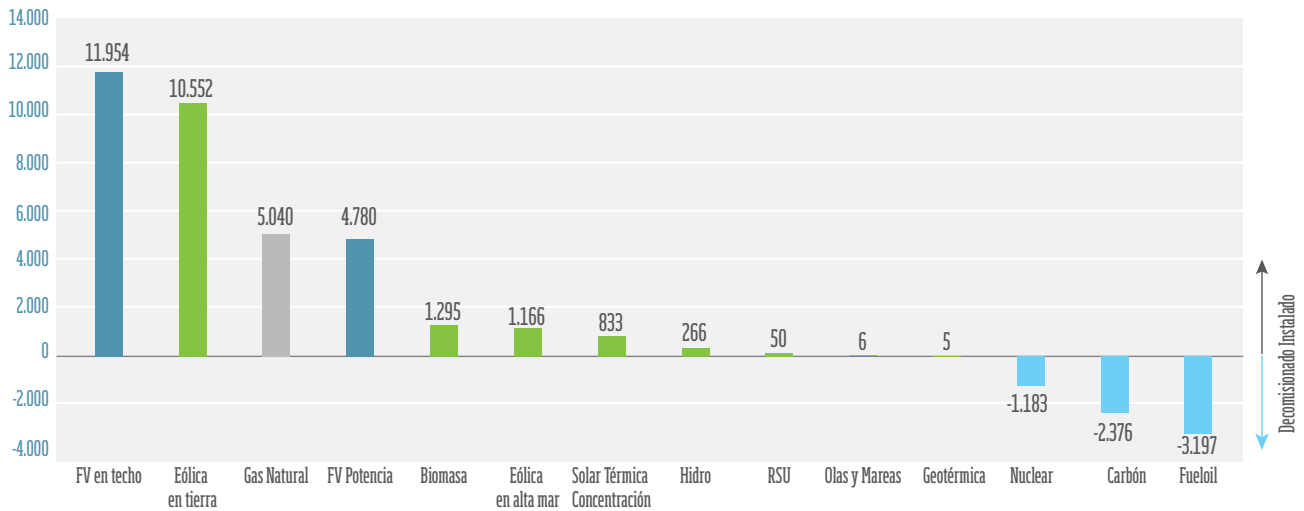
**POTENCIA EÓLICA INSTALADA (GLOBAL)
1980-2012**



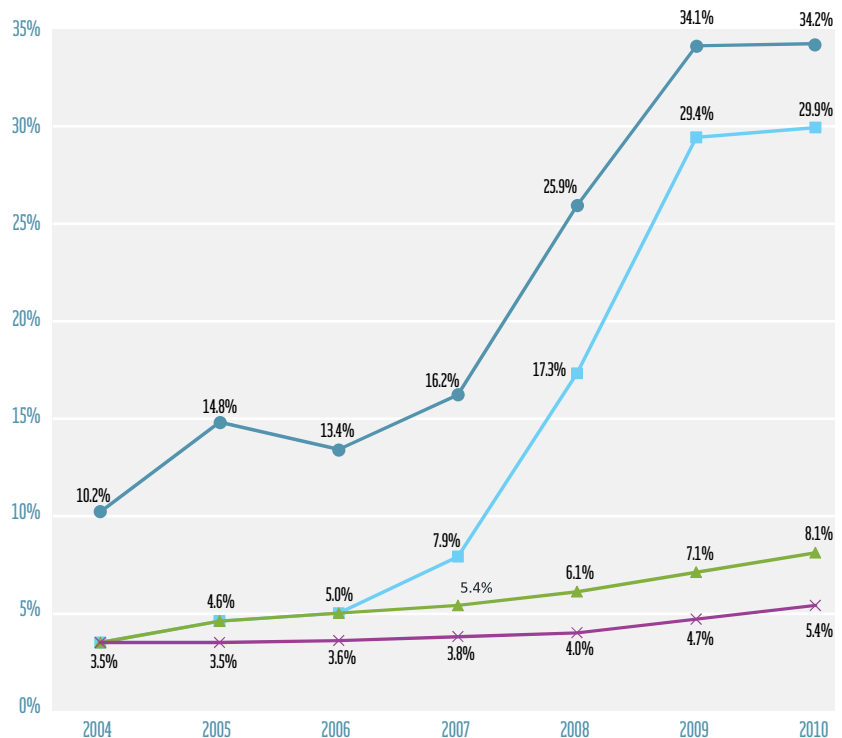
**POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA (GLOBAL)
2000-2012**



CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN AÑADIDA EN EU 27 DURANTE 2012 (MW)



Toda la familia de las renovables muestra una dinámica de crecimiento muy interesante. El siguiente cuadro expone el incremento del conjunto de las renovables en relación a la capacidad global. Se puede ver que el crecimiento de las renovables representa actualmente un tercio de la nueva capacidad en generación eléctrica.⁸¹



La línea azul es el incremento de la potencia renovable instalada como un porcentaje del incremento de la capacidad global. En celeste el incremento en generación renovable respecto del crecimiento de la generación global. En verde es el % de renovables en la capacidad global y en violeta la generación renovable en % de la generación global (GEA, 2012).

● Cambio neto en la potencia renovable instalada como % de la potencia instalada global
 ■ Cambio neto en la generación renovable como % de la generación total global

▲ Capacidad instalada renovable como % de la capacidad instalada global
 ✕ Generación renovable como % de la generación total global

81. GEA, 2012: Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

anexo 2

beneficios en la integración de las renovables

Ambiente

- Al ser recursos renovables, tiene un potencial de uso infinito. De este modo permiten reemplazar recursos escasos, como los hidrocarburos, lo que permite usar a estos últimos en aquellos usos donde su sustitución es más compleja.
 - En su ciclo de vida tienen cero o muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero o muy bajas emisiones, lo que las convierte en parte sustancial de las soluciones para mitigar el Cambio Climático.
 - No generan emisiones atmosféricas contaminantes. En el caso de la biomasa algunas de sus emisiones son similares a otros combustibles fósiles.
 - No producen ningún tipo de residuos tóxicos o peligrosos.
- Seguidamente se puede ver una comparación indicativa de las emisiones entre distintos combustibles utilizados para la producción eléctrica. Los valores son los utilizados en el "Ejercicio Escenarios Energéticos 2030" confeccionado en base a los factores de emisión por tipo de combustible (kg/GJ) y su respectivo factor de emisión por tecnología (tCO₂eq/MWh) a ser considerado de acuerdo a la metodología de la Unidad de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) y el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

Emisiones	Por unidad de energía consumida	Gas Natural	Diésel	Fuel Oil	Carbón	Biomasa	Biodiésel	Bio Oil
Dióxido de Carbono No Biogénico	Tn/Terajoule	56,1	74,1	77,4	94,6	-	-	-
Monóxido de Carbono	Kg/Terajoule	20,0	15,0	15,0	20,0	1.000,0	15,0	15,0
Metano	Kg/Terajoule	1,0	3,0	3,0	1,0	30,0	3,0	3,0
Compuestos Orgánicos Volátiles del No Metano	Kg/Terajoule	5,0	5,0	5,0	5,0	50,0	5,0	5,0
Óxidos de Nitrógeno NOx	Kg/Terajoule	150,0	200,0	200,0	300,0	100,0	200,0	200,0
Óxido Nitroso	Kg/Terajoule	0,1	0,6	0,6	1,5	4,0	0,6 0,6	
Dióxido de Azufre	Kg/Kg	-	0,008	0,039	0,0	-	0,008	0,039
Material Particulado	Kg/Tn	-	-	0,59	-	-	-	-
Emisiones	Por unidad de energía producida	Gas Natural	Diésel	Fuel Oil	Carbón	Biomasa	Biodiésel	Bio Oil
Material Particulado Parque Actual	Kg/GWh	20,0	60,0	-	160,0	350,0	60,0	20,0
Material Particulado Parque Nuevo	Kg/GWh	20,0	50,0	-	90,0	170,0	50,0	20,0

En materia de reducción de emisiones de GEI, para el caso del sistema eléctrico argentino, se evalúa un promedio de 0,5 kg/kWh. Esto quiere decir que la meta del 8% para el 2016 representará en ese año una reducción de:⁸²

Recordemos que Argentina debería asumir una meta o acción apropiada de mitigación para el año 2020 ante la Convención de Cambio Climático. Además, para el año 2015 deberá asumir responsabilidades legalmente vinculantes acorde al nuevo régimen de reducción de emisiones, el que deberá entrar en vigor para el año 2020.

Empleos e Inversiones

Las energías renovables representan una enorme oportunidad de inversiones. Para alcanzar la meta del 8%, sólo en energía eólica, se pueden estimar inversiones en el orden de los 6.600 millones

de dólares. La capacidad en generación de empleo de las energías renovables se ha vuelto un tema sustancial -en el año 2010 más de 3,5 millones de personas en el mundo trabajaban directa o indirectamente en el sector.

Un pequeño grupo de países cuentan con la mayoría de esos empleos, especialmente Brasil, China, Japón, Alemania y los Estados Unidos. China cuenta con el mayor número, con un total de 1,1 millón de trabajadores. En Alemania, la industria empleaba 278.000 personas en el 2008, con 117.500 nuevos empleos desde 2004. Estos 5 países cuentan con las mayores inversiones en apoyos a las energías renovables y en I+D (investigación y desarrollo). En nuestra región sobresale el caso de Brasil que cuenta con unos 730.000 empleos vinculados a los biocombustibles y ya cuenta con 14.000 empleos en la industria eólica con 2.500 MW instalados.

LEY 26.190:

8%

al 2016

PRODUCCIÓN

10.044

GWh

REDUCCIÓN DE

5.022.000

tn CO₂

EMPLEO EN ENERGÍAS RENOVABLES, POR TECNOLOGÍA Y POR PAÍS

	Empleos Totales Estimados (global)	Estimados por países (selección)								
		Dinamarca	Alemania	Italia	Japón	España	EE.UU.	Brasil	China	India
Tecnología										
Biocombustibles	> 1.500.000							730.000		
Eólica	~ 630.000	24.000	100.000	28.000		40.000	85.000	14.000	150.000	10.000
Solar Térmica	~ 300.000					7.000			250.000	
Solar FV	~ 350.000		120.000		26.000	14.000	17.000		120.000	
Bioelectricidad	-		120.000			5.000	66.000			
Hidro	-					7.000	8.000			
Geotérmica	-		13.000				9.000			
Biogás	-		20.000							
Solar de concentración	~ 15.000					1.000	1.000			
Total	> 3.500.000									

Notas:

>: al menos

~: aproximadamente

Los estimados están redondeados ya que no se trata de cálculos exactos. Los estimados provienen de diversas fuentes según se detalla en el informe REN21(2011).

82. Según el crecimiento de la demanda estimada por el escenario de la Secretaría de Energía y acorde al crecimiento anual adoptado por el ejercicio "Escenarios Energéticos Argentina 2030", la demanda a cubrir en un escenario Business as Usual (BAU) estará alrededor de 125.550 GWh. El 8% de esa demanda es 10.044 GWh.

Entre las tecnologías, la generación eólica ha tenido un rápido crecimiento, los empleos pasaron de 235.000 en 2005 a 550.000 en el 2009, es decir, un aumento de más del doble. El crecimiento más dinámico se dio en Asia, donde el empleo ha crecido en un 14% entre 2007 y 2009, seguido por Norte América. Entre las distintas opciones de generación, la solar fotovoltaica ofrece las tasas más altas de empleo, aunque es probable que la misma decrezca en la medida que sus costos continúen decayendo.

El "Green Jobs Report" (UNEP, ILO, IOE and ITUC 2008) estimó que con una fuerte política de impulso, para el año 2030 hasta 2,1 millones de personas estarán empleadas en la energía eólica y unas 6,3 millones en el sector de la solar fotovoltaica.

Aquí podemos ver otro análisis comparativo sobre la creación de puestos de trabajo directo generados por fuentes de energía, esta vez basado en la experiencia regional.⁸³

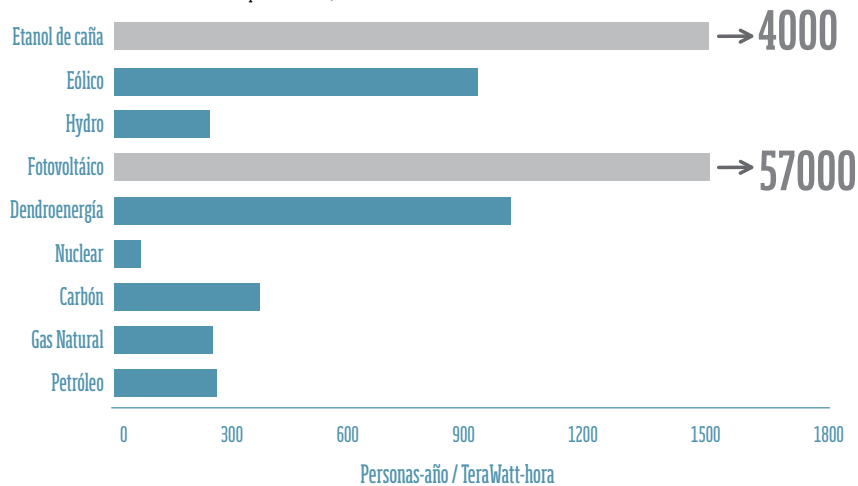
EMPLEO PROMEDIO A LO LARGO DE LA VIDA DEL PROYECTO DE GENERACIÓN (# EMPLEOS POR MW PROMEDIO DE CAPACIDAD)

	Fabricación, construcción e instalación	Operación, Mantenimiento y Procesamiento de Combustible	Total
Solar FV	5.76-6.21	1.20-4.80	6.96-11.01
Eólica	0.43-2.51	0.27	0.70-2.78
Biomasa	0.40	0.38-2.44	0.78-2.84
Carbón	0.27	0.74	1.01
Gas Natural	0.25	0.70	0.95

Nota: Basado en una serie de estudios publicados entre 2001 y 2004. Asume factores de capacidad de 21% para solar FV, 35% para eólica, 80% para carbón, y 85% para biomasa y gas natural.

PUESTOS DE TRABAJO DIRECTOS GENERADOS POR FUENTES DE ENERGÍA

Fuente: elaborado por el autor, sobre la base de diferentes fuentes internacionales



83. Extraído de "Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe", Octubre 2003, Manlio Coviello, CEPAL

